47509.

Stromtarife für Großabnehmer elektrischer Energie.

Von der

Kgl. Technischen Hochschule zu Breslau

zur Erlangung

der Würde eines Doktor-Ingenieurs

genehmigte Dissertation

ACAD. LUGD. BAT. BIBL.

von

Dipl.-Ing. E. Fleig,
Halle a. S.

Referent: Prof. Dr.-Ing. G. Hilpert.
Korreferent: Dozent Dr.-Ing. K. Euler.

Verlagsbuchhandlung von Julius Springer in Berlin.

1912

Druck der Universitätsbuchdruckerei von Gustav Schade (Otto Francke)
in Berlin und Bernau.

Vorwort.

Die Frage der Abgabe an Großabnehmer gewinnt heute für Elektrizitätswerke eine immer größere Bedeutung. Da den Großabnehmern, von seiten der Elektrizitätswerke wesentlich niedrigere Preise eingeräumt werden müssen, als den normalen Tarifen entspricht, ist die Aufstellung einer genauen, den wirklichen Verhältnissen entsprechenden Selbstkosten-Berechnung äußerst wichtig.

Abweichend von der bisher üblichen Methode, die auf den Neuabnehmer entfallenden festen Kosten des Kraftwerks aus den Durchschnittskosten pro Kilowatt-Kraftwerksleistung zu ermitteln, ist in vorliegender Arbeit der Vorschlag gemacht, die gesamten festen Kraftwerkskosten in einen Maschinenanteil und einen Restteil zu unterteilen und für den Neuabnehmer nur den seiner Leistung entsprechenden Maschinenanteil zu berücksichtigen. Die zunächst vielleicht geringfügig erscheinende Änderung ist von grundsätzlicher Bedeutung, da hierdurch erst eine exakte Bestimmung der dem Elektrizitätswerk durch den Neuanschluß entstehenden Kosten möglich wird, während die übliche Berechnung nach den Durchschnittskosten nur ein recht ungenaues und oft irreführendes Bild ergibt.

In gleicher Weise ist eine Unterteilung der Leitungskosten vorgenommen, und es ist versucht worden, Näherungsformeln für die Berechnung des auf den Neuabnehmer entfallenden Anteils entsprechend seinen Belastungsverhältnissen und dem Ort seiner Abnahme aufzustellen und zum praktischen Gebrauch in Kurventafeln zusammenzustellen.

Zur graphischen Darstellung der für die Selbstkosten und Tarife in Betracht kommenden Verhältnisse ist eine äußerst ein-

fache Methode angegeben, die es gestattet, lediglich mit geraden Linien zu arbeiten, und die hierdurch für den praktischen Gebrauch geeignet wird.

Die hauptsächlichsten in der Praxis gebräuchlichen Tarife sind an Hand der graphischen Darstellung kritisch beleuchtet, besonders hinsichtlich ihres Anwendungsgebietes auf Großabnehmer.

Halle a. S., im Mai 1912.

E. Fleig.

Erster Teil.

Die Bedeutung der Großabnehmer für Elektrizitätswerke und Überlandzentralen.

Die Frage der Versorgung von Stadt und Land mit Elektrizität gewinnt von Tag zu Tag größere Bedeutung. Nachdem schon längst die Städte und Großindustrien sich die Elektrizität dienstbar gemacht haben, ist gerade in neuester Zeit eine starke Bewegung entstanden, welche auch das platte Land der Elektrizität erschließen will. Überall entstehen Überlandzentralen, und es scheinen die Zeiten nicht mehr fern, wo es jedermann ermöglicht sein wird, die einzigartigen Vorzüge der Elektrizitätsversorgung für sich und seine Zwecke auszunutzen.

Schon längst wird mit dem alten Vorurteil, in dem elektrischen Licht eine Luxusbeleuchtung zu sehen, welche sich nur die reichere Bevölkerung gestatten kann, gründlich aufgeräumt. Die elektrische Beleuchtung wird Allgemeingut des Volkes, und es ist begründete Hoffnung vorhanden, daß sie bald auch in den Kleinwohnungen von Stadt und Land weit verbreitet sein wird.

Ebenso nimmt die Verwendung der Elektrizität zu Kraftzwecken einen immer weiteren Umfang an. Vor allem macht der Handwerker und Kleingewerbetreibende bereits jetzt ausgiebigsten Gebrauch von der für ihn im Vergleich zu anderen Kraftquellen hervorragend bequemen und billigen Elektrizitätsversorgung, da sie ihn sehr wirksam im Kampf gegen den erdrückenden Wettbewerb der Großindustrie unterstützt. In vielen Fällen erfüllt hier die Elektrizität direkt eine Kulturaufgabe, da sie die Ersetzung der menschlichen und tierischen durch mechanische Arbeit ermöglicht.

Einen besonders guten Einfluß üben neuerdings vielfach die Überlandzentralen auf die allgemeine Einführung der Elektrizität aus, da sie dem Konsumenten den Anschluß im allgemeinen bedeutend leichter ermöglichen, als es bisher in den meisten Städten der Fall war. Wenn irgendwo der moderne kaufmännische Grundsatz: „großer Umsatz bei geringem Verdienstaufschlag" angebracht ist, so ist seine Anwendung bei den ländlichen und städtischen Elektrizitätswerken geboten. Wie sich dieser Grundsatz bereits Geltung verschafft hat und noch weiter verschaffen wird, lehrt uns deutlich die Entwicklungsgeschichte der städtischen Elektrizitätswerke.

Solange sich die Elektrizitätswerke auf die reine Lichtabgabe beschränkten, war ihre Rentabilität trotz der oft sehr hohen Strompreise fast immer ungenügend. Es war auch nicht zu verwundern, denn die Werke waren höchst mangelhaft ausgenutzt. Tagsüber und während der ganzen Sommermonate lagen die großen teuren Maschinen in dem Kraftwerk so gut wie unbenutzt da. Die ganze Elektrizitätsabnahme drängte sich auf die wenigen Abendstunden, hauptsächlich im Winter, zusammen und nur während dieser recht geringen Zeit wurden die Maschinen ausgenutzt.

Man sah bald ein, daß man besondere Maßregeln ergreifen mußte, um dieses Mißverhältnis zu beheben, und versuchte deshalb, sich eine Belastung der Maschinen während der Tagesstunden dadurch zu verschaffen, daß man danach trachtete, die Elektrizität auch für Kraftzwecke abzugeben. Da es natürlich ausgeschlossen war, für die Kraftabgabe auch die Lichtpreise in Anwendung zu bringen — das Fehlen der Tagesbelastung war ja bereits ein schlagender Beweis dafür — so sah man sich genötigt, den Kraftabnehmern besondere Preise einzuräumen. Die Kalkulation der Kraftpreise geschah meistens in einfachster Weise so, daß man ungefähr die Hälfte des Lichtpreises einsetzte; jedenfalls ermäßigte man den Strompreis für die Kraftabgabe ganz erheblich. Mit dieser Maßnahme erreichte man auch tatsächlich die beabsichtigte Wirkung, da sich zahlreiche Kraftabnehmer fanden und hierdurch die Maschinen in dem Kraftwerk eine bessere Ausnutzung während der Tagesstunden erfuhren. Trotz der starken Erniedrigung der Preise erzielte man aber noch einen erheblichen Gewinn, weil sich der Umsatz bedeutend hob, und wenn man sich auch mit

einem geringen Verdienst an der Kilowatt-Stunde begnügte, so hatte sich der Gesamtverdienst durch den großen Umsatz doch so vergrößert, daß eine bessere Rentabilität des ganzen Unternehmens herbeigeführt wurde.

Bei der Einführung dieses allgemeinen Kraftpreises ist man bis in die neueste Zeit meist stehen geblieben. Die Kraftpreise selbst waren aber immer noch verhältnismäßig hoch, und die Kraftabnehmer setzten sich infolgedessen fast nur aus Kleinkonsumenten, wie Handwerker und Gewerbetreibende, zusammen. Die Stromversorgung von Fabriken, überhaupt von größeren industriellen Unternehmungen, war zu obigen Kraftpreisen nicht möglich, da sich die Selbsterzeugung der elektrischen bzw. mechanischen Energie in diesen Betrieben erheblich billiger stellte. Wollte man dennoch auch diese Abnehmer für sich gewinnen, so war man gezwungen, mit dem Preise für die Kraftabgabe erheblich herunterzugehen, und zwar auf die Preise, die im Vergleich zu den bisherigen Preisen ungeheuerlich niedrig erschienen. Zuerst glaubte man, daß es überhaupt unmöglich sei, mit Gewinn derartige Konsumenten anzuschließen. Die Schuld lag wohl in vielen Fällen mit an einer oberflächlichen Berechnung der Selbstkosten, da man meistens den Durchschnittspreis der im bisherigen Betriebe erzeugten Kilowatt-Stunde zugrunde legte und glaubte, unter diesen Preis nicht gehen zu können. Andererseits darf man allerdings nicht vergessen, daß die Elektrizitätswerke meist in städtischer Verwaltung waren, und daß diese gezwungen sind, vorsichtiger vorzugehen und wenigstens erst die Ergebnisse einiger von dem privaten Unternehmertume gegründeten Werke mit Stromabgabe zu niedrigen Preisen an industrielle Unternehmungen abwarten mußten, ehe sie die Gelder ihrer Bürger für diese Zwecke verwandten[1]).

Einige Elektrizitätswerke wagten sich aber doch heran, insbesondere als die elektrischen Straßenbahnen aufkamen, und bewarben sich um die Stromlieferung für diese Betriebe, da sie eine günstige Belastung der Maschinensätze in dem Kraftwerk erwarten ließen. Das Elektrizitätswerk Köln beispielsweise war eins dieser Werke, und es erzielte durch den Anschluß der elek-

[1]) Dr. B. Thierbach: Betriebsführung städtischer Werke, Bd. III, Elektrizitätswerke, S. 5.

trischen Straßenbahn geradezu glänzende Resultate. Beim Vergleich des Brutto- und Netto-Überschusses im Mittel aus den vier Jahren vor und den vier Jahren nach dem Anschluß der elektrischen Bahn zeigt sich, daß derselbe auf das Doppelte gestiegen ist[1]). Die durchschnittlichen Gestehungskosten für die Kilowatt-Stunde fielen hierbei sehr stark, und zwar von 15,57 Pf. auf 6,56 Pf. Eine Folge des durch den Großabnehmer entstehenden Vorteils war, daß es möglich wurde eine allgemeine Strompreisheruntersetzung durchzuführen. Infolge der niedrigeren Preise wurden nun noch weitere Konsumentengruppen zum Strombezug vom Elektrizitätswerk herangezogen, so daß auch die allgemeine Stromabgabe für Privatzwecke eine erhebliche Steigerung erfuhr. Die Stadt Köln zog aus diesen günstigen Ergebnissen die Lehre und bemüht sich nun, die Großindustrie systematisch heranzuziehen, indem sie eine ausgedehnte Hochspannungs-Kraftverteilung in Form einer Kabelringleitung um das Weichbild der Stadt ausführt, in der ausgesprochenen Absicht, daß diese Verteilungsleitung hauptsächlich zur Versorgung der Großindustrie dienen soll[2]).

Besondere Bedeutung gewinnt der Anschluß größerer industrieller Werke für die Überlandzentralen. Wegen der größeren räumlichen Entfernung ist die Ausführung einer Überlandzentrale als reines Lichtwerk schon gänzlich ausgeschlossen, weil durch die Lichtabnahme allein die sehr hohen Kosten des Leitungsnetzes nicht gedeckt werden können. Die Kraftabgabe ist daher mit eine Lebensbedingung für die Überlandzentrale. Da nun in der heutigen Zeit die Großindustrie vielfach wegen zu teurer Lebensbedingung aus den Städten wegzieht, so ist den Überlandzentralen die Gelegenheit geboten, sich derartige Abnehmer zu sichern. Gerade die neu entstehenden industriellen Werke sind für die Überlandzentralen von größter Bedeutung, denn sie werden, wenn ihnen zu einigermaßen annehmbaren Bedingungen der Bezug von Elektrizität geboten wird, von vornherein ihren ganzen Betrieb elektrisch einrichten. Die Überlandzentralen haben dann durch den Anschluß dieser Werke sich

[1]) Dr. B. Thierbach a. a. O. S. 15ff.

[2]) Birrenbach u. Höchstädter: Hochspannungskabel mit einem neuen Kabelschutzsystem und deren Garantieprüfung für 25 000 Volt Betriebsspannung. ETZ. 1911, S. 789.

ziemlich gute und sichere Abnehmer gewonnen, da die Fabriken, wenn sie erst die Vorzüge der Anwendung der Elektrizität kennen gelernt haben, nicht mehr oder doch nur äußerst selten davon abgehen. Ein nachträglicher Einbau einer Selbsterzeugungsanlage ist aber meistens zu umständlich, so daß die Fabrik tatsächlich an den Strombezug von der Überlandzentrale ziemlich gebunden ist.

Der Anschluß von Großindustrie ist also äußerst wichtig für Elektrizitätswerke und Überlandzentralen, und es dürfte daher eine systematische Untersuchung über die Bedingungen, zu welchen Großabnehmer angeschlossen werden können und sollen, als angebracht erscheinen.

Die Gliederung der Untersuchung ergibt sich von selbst in folgende zwei Hauptteile:

1. Wie kann angeschlossen werden, d. h. zu welchen äußersten Preisen ist es dem Elektrizitätswerk noch möglich, den Anschluß zu bewirken?
2. Wie soll angeschlossen werden, d. h. welche Preise sind voraussichtlich erzielbar, und welche Tarifform erscheint für den Anschluß am zweckmäßigsten?

Zweiter Teil.

Berechnung der durch den Großabnehmer entstehenden Selbstkosten.

1. Erzeugungskosten im Kraftwerke.

Wie bekannt, setzen sich die Gesamtkosten für die Elektrizitätserzeugung in einem Kraftwerk zusammen aus:

a) den festen Kosten,

b) den beweglichen Kosten.

Zu den festen Kosten gehören sämtliche Ausgaben, die in einem ausgebauten Kraftwerk jährlich ganz unabhängig von der Elektrizitätsabgabe eintreten. Hierzu gehören hauptsächlich die Verzinsung der aufgewandten Kapitalien, die Abschreibungen für die Baulichkeiten und maschinellen Einrichtungen, die Gehälter und Löhne der Angestellten, Versicherung der Maschinen, Steuern usw.

Die beweglichen Kosten stellen die Ausgaben dar, welche lediglich von der mehr oder minder großen erzeugten Elektrizitätsmenge abhängig sind. In erster Linie rechnen hierzu bei Dampfbetrieben die Kosten für Kohlen bzw. bei Diesel-Motoren für Rohöl, ferner für Schmier-, Packungs-, Dichtungs- und Putzmaterial und für die Wasserbeschaffung. Bei Wasserkraftanlagen fallen die Brennstoffkosten weg, und es werden infolgedessen die beweglichen Kosten sehr gering, falls nicht etwa ein von der Kraftabgabe abhängiger Wasserzins zu entrichten ist.

Genau genommen gehören allerdings die Kosten für Gehälter und Löhne nicht vollständig zu den festen Kosten, da immerhin z. B. die Ausgaben an Löhnen für Heizen und Aschenfahren zum Teil auch von der Stärke des Betriebes, also der Menge der erzeugten Kilowatt-Stunden abhängen. Andererseits kann man auch wieder den Teil der Kosten für Brennstoff, für Schmiermaterial usw. als feste Kosten rechnen, der bei der Stromabgabe

von 0 Kilowatt-Stunden, also bei vollkommenem Leerlauf des Kraftwerkes entsteht[1]). Empirisch läßt sich nach der von Agthe angegebenen Methode[2]) in sehr einfacher Weise eine ziemlich genaue Bestimmung der festen und beweglichen Kosten vornehmen, indem man die gesamten Betriebskosten für jeden Monat, nämlich die Gehälter und Löhne, ferner die Kosten für Brennstoff, Schmiermaterial, Wasserbeschaffung usw. als Ordinaten zu den in demselben Monat erzeugten bzw. abgegebenen Kilowatt-Stunden als Abszissen graphisch in einem Koordinatensystem aufträgt. Die Punkte bestimmen dann annähernd eine gerade Linie, deren Verlängerung auf der Ordinatenachse den Betrag der festen Betriebskosten pro Monat abschneidet.

Nennen wir die Summe der jährlichen festen Kosten in dem Kraftwerk F und die beweglichen Kosten für die Erzeugung einer Kilowatt-Stunde α, beide in Mark ausgedrückt, so besteht für die gesamte Abnahme pro Jahr in Kilowatt-Stunden E folgende einfache Formel für die jährlichen Gesamtkosten:

$$K = F + \alpha \cdot E \cdot \ldots \text{ M/Jahr} \quad \ldots \quad 1)$$

Nach den Regeln der analytischen Geometrie stellt die Gleichung eine gerade Linie dar, welche die Ordinatenachse im Abstand F schneidet und unter einem Winkel, dessen tg durch die Größe α bestimmt ist, zur Abszissenachse verläuft.

Vielfach ist es üblich, die durchschnittlichen Gestehungskosten für die erzeugte Kilowatt-Stunde zu berechnen und diese als Charakteristikum für die Ausnutzung der Zentrale anzusehen.

Die Durchschnittkosten für die Kilowatt-Stunde ergeben sich aus Formel 1), wenn man die Gleichung durch die Summe der erzeugten Kilowatt-Stunden E dividiert:

$$k = \frac{K}{E} = \frac{F}{E} + \alpha \cdot \ldots \text{ M/KW-St} \quad \ldots \quad 2)$$

Schreiben wir Formel 2) in der Form

$$E \cdot (k - \alpha) = F,$$

so sehen wir, daß wir die Gleichung einer gleichseitigen Hyperbel

---

[1]) Gisi: Graphisches Verfahren der Betriebskostenberechnung. Z. d. V. d. I. 1909, S. 1968.

[2]) Aghte: Bericht der Kommission IV (für Tarife), Mitteilungen der Vereinigung der Elektrizitätswerke, Sonderabdruck, S. 4.

im rechtwinkligen Koordinatensystem vor uns haben, und zwar stellt die Ordinatenachse die eine Asymptote und die Parallele im Abstand α zur Abszissenachse die andere Asymptote dar.

Wie man sieht, hängen für ein bestimmtes Kraftwerk die Gestehungskosten für die Kilowatt-Stunde direkt nur von der einzigen veränderlichen E ab, da die Werte α und F konstant sind.

Als Beispiel sei ein mittleres Kraftwerk angenommen, in welchem zwei liegende Dampfmaschinen von je 500 Kilowatt Leistung und eine Dampfturbine von 1000 Kilowatt Leistung aufgestellt sind. Die Gesamtkosten des Kraftwerkes mögen sich wie folgt zusammensetzen:

1. Grundstückskosten	50 000	Mark
2. Baulicher Teil des Kraftwerkes ausschl. Maschinenfundamente	150 000	„
3. Innere Einrichtung des Kraftwerkes, Beleuchtungsanlage, Laufkran usw.	50 000	„
4. 2 Dampfmaschinen mit Generatoren von je 500 Kilowatt Leistung einschl. Kessel, Kondensationsanlage, Schalteinrichtung, Rohr- und Verbindungsleitungen, Fundamenten usw. à 105 000 M. =	210 000	„
5. 1 Turbodynamo von 1000 Kilowatt Leistung einschließlich Zubehör wie unter 4.	160 000	„
Gesamtanlagekosten des Kraftwerkes . . . . =	620 000	Mark

Die jährlichen festen Kosten für das Kraftwerk setzen sich dann wie folgt zusammen:

Zinsen, 5 % von 620 000 M.	31 000	Mark
Abschreibungen und Reparaturen für den baulichen Teil, 3 % von 150 000 M.	4 500	„
Abschreibungen und Reparaturen für die innere Einrichtung, 7 % von 50 000 M.	3 500	„
Abschreibungen und Reparaturen für die Maschinen, 7 % von 370 000 M.	25 900	„
Versicherungen, Steuern und Sonstiges	1 100	„
Feste Betriebskosten[1])	14 000	„
Jährliche feste Kosten: . . . . . F =	80 000	Mark

[1]) Feste und bewegliche Betriebskosten ermittelt aus den gesamten Betriebskosten nach dem von Aghte angegebenen graphischen Verfahren, bzw. nach dem Verfahren von Gisi. Siehe Anmerkungen [1]) und [2]) Seite 7.

Die beweglichen Betriebskosten mögen im Durchschnitt pro Kilowatt-Stunde

$$\alpha = 3 \text{ Pfg.}$$

betragen.

Unsere Kostenformel 1) wird dann für vorstehendes Kraftwerk lauten:

$$K = 80\,000 + 0{,}03 \cdot E \ldots\ldots \text{M/Jahr},$$

und die Kosten pro Kilowatt-Stunde ergeben sich zu

$$k = \frac{80\,000}{E} + 0{,}03 \ldots\ldots \text{M/KW-St.}$$

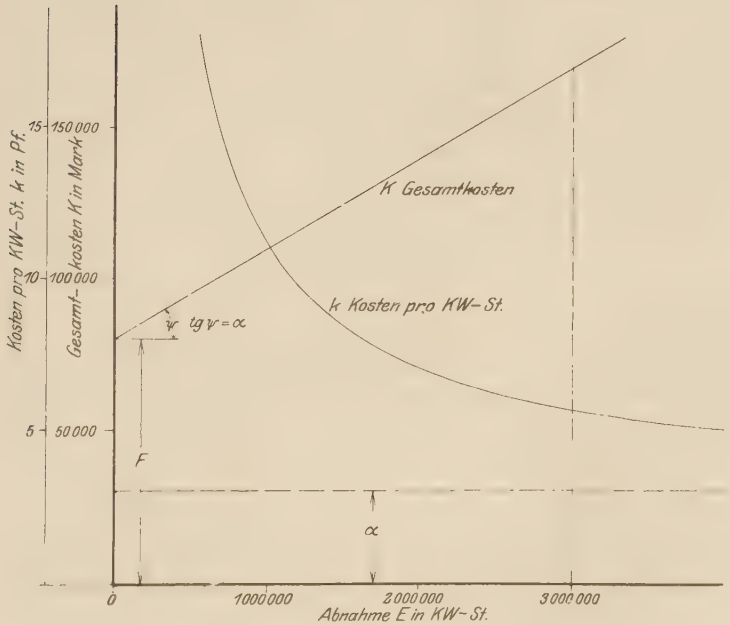

Fig. 1. Erzeugungskosten im Kraftwerk.

Bei einer Gesamtabnahme von $E = 3\,000\,000$ Kilowatt-Stunden im Jahr würden mithin die Gestehungskosten für die KW-St

$$k = 5{,}67 \text{ Pfg.}$$

betragen.

Die graphische Darstellung in Fig. 1 gibt ein anschauliches Bild darüber, wie die Gesamtkosten und die Gestehungskosten für die Kilowatt-Stunde von der Menge der erzeugten Kilowatt-Stunden abhängen.

2. Selbstkosten bei direkter Abnahme im Kraftwerk.

Welchen Einfluß übt nun der Anschluß eines neuen Abnehmers auf die Selbstkosten des Kraftwerkes aus? Zunächst möge der einfachste Fall betrachtet werden, daß einem Abnehmer, der vielleicht in der Nähe des Strom liefernden Werkes die Elektrizität benötigt und sich eine eigene Zuleitung auf seine Kosten baut, die abgenommene Energie direkt im Kraftwerk an den Sammelschienen gemessen und entsprechend verrechnet wird. Der Betrieb des Abnehmers sei ferner derartig, daß die ganze von ihm benötigte Höchstleistung zeitlich mit dem Belastungsmaximum des Kraftwerkes zusammenfällt, so daß die maximale Leistung desselben direkt um die Leistung des Neuabnehmers erhöht wird. Nehmen wir weiter noch an, daß das Kraftwerk bisher bereits voll belastet war, und daß es durch den Anschluß des neuen Großabnehmers zu einer Vergrößerung seiner Maschinenleistungen gezwungen wird.

Offenbar wird nun das Kraftwerk die Vergrößerung seiner Maschinenleistungen nicht derartig vornehmen, daß eine neue Maschine aufgestellt wird, welche gerade der benötigten Leistung des neuen Abnehmers entspricht, sondern die Maschine wird im allgemeinen in Erwartung noch weiterer Abnehmer reichlicher gewählt werden, und zwar so, wie sie am besten zu der vorhandenen Gruppierung der Maschinensätze paßt. Wenn so gewissermaßen aus Organisationsfragen der Zentrale entspringend die neue Maschine eine größere Leistung hat, als der neue Abnehmer sie beansprucht, so wird man ihm bei Berechnung der Selbstkosten auch nicht die vollen Kosten für die Neuanschaffung der Maschine in Rechnung stellen dürfen, da er doch schließlich nichts dafür kann, daß im Kraftwerk gleich eine größere Maschineneinheit aufgestellt wird, sondern man wird nur einen Teil der Gesamtkosten der Maschine und zwar proportional der benötigten Leistung auf den Neuabnehmer abzuwälzen haben. Zu beachten ist, daß außer den direkten Maschinenkosten nebst Zubehör, wie Kessel usw.,

meist auch eine Vergrößerung der Lohnkosten eintreten wird, von denen der Großabnehmer auch seinen entsprechenden Anteil zu übernehmen hat.

Streng genommen müssen bei der Aufstellung eines neuen Maschinenaggregates auch die durch Vergrößerung des Kraftwerkgebäudes entstehenden Kosten berücksichtigt werden. Da aber die Gebäude meist von vornherein so gebaut werden, daß, besonders bei dem geringen Raumbedarf der heutigen Dampfturbinen, eine sehr weitgehende Vergrößerung der Zentralenleistung ohne weiteres vorgenommen werden kann, so stellen sich die Vergrößerungskosten verhältnismäßig sehr gering und können in den meisten Fällen wohl vernachlässigt werden. Sobald die Kraftwerkvergrößerung aber größere Kosten verursacht, sind diese natürlich ebenfalls zu berücksichtigen, und zwar käme dann die Differenz zwischen den Gebäudekosten des mit späterer Erweiterung und ohne Erweiterung projektierten Kraftwerkes in Frage. Selten zu vernachlässigen sind dagegen die Kosten für Erweiterung des Kesselhauses.

Die Division der Summe der jährlichen Gesamtkosten für den neuen Maschinensatz einschl. Kessel und allem weiteren Zubehör sowie einschl. der Mehrausgabe an Löhnen durch die entsprechende Maschinenleistung ergibt die Einheitskosten für das Kilowatt Maschinenleistung. Bezeichnen wir diese Kosten pro Kilowatt-Maschinenleistung mit a[1]), so ist bei einer benötigten Höchstleistung H des neuen Abnehmers der entsprechende Anteil an den Maschinenkosten mit

$$K_m = a \cdot H$$

für ihn pro Jahr in Anrechnung bringen. Der noch nicht gedeckte Teil an den Kosten für die ganze Maschine ist von dem Kraftwerk zu tragen, da er die Reserve des Kraftwerkes darstellt und also sämtlichen Abnehmern des Werkes zugute kommt, bzw. er ist beim weiteren Anschluß von neuen Abnehmern diesen entsprechend in Rechnung zu stellen.

---

[1]) Die Kosten pro Kilowatt Maschinenleistung a sind nicht absolut konstant, sondern nur so lange, als Erweiterungen in gleicher Größe vorgenommen wurden, also immerhin normalerweise für eine ganze Reihe von Jahren, so daß die Einführung von a in die Rechnung als Konstante noch als zulässig erscheint.

Wir haben vorher die Voraussetzung gemacht, daß die Maschinenleistung des Kraftwerks durch den Anschluß des neuen Abnehmers vergrößert werden müßte. In den meisten Fällen wird dieses aber noch nicht sofort nötig sein, da die Maschinen des Kraftwerkes noch nicht bis zu ihrer vollen Leistungsfähigkeit ausgenutzt sind und daher die Leistung für den Großabnehmer noch mit abgegeben werden kann. Es ist nun klar, daß dieser Umstand keinen Einfluß darauf ausüben darf, welche Kosten dem Konsumenten für seine benötigte Leistung bei Aufstellung der Selbstkosten in Anrechnung zu bringen sind, da er doch gewissermaßen die vorhandene Reserve des Kraftwerkes schmälert, und dieses jedenfalls früher zu einer Erweiterung gezwungen wird, als es ohne den Anschluß des Großabnehmers der Fall sein würde. Wenn man vorher eine reichliche Reserve im Kraftwerk einbaute, so geschah es doch auch sicherlich in der Absicht, daß man später ohne weiteres bis zu einem gewissen Grade neue Abnehmer noch anzuschließen in der Lage sei, aber auch unter der stillschweigenden Voraussetzung, daß die bereits vorher aufgewandten Kosten für die größeren Maschinen hinterher durch die neuen Abnehmer auch getragen würden. Würde man bei Aufstellung der Selbstkosten für den Neuanschluß diesen nicht mit Maschinenkosten belasten, unter der Begründung, daß im Kraftwerk noch eine reichliche Leistung zur Verfügung stehe, welche bei Nichtanschluß des Neuabnehmers nutzlos dastände, so würde man einer groben Selbsttäuschung unterliegen, da dann später bei der Erweiterung, mit der doch schließlich fast jedes Kraftwerk heute rechnet, keine Deckung vorhanden ist. Der obige falsche Schluß wird aber in der Praxis in dem Wunsch, einen möglichst großen Konsum um jeden Preis heranzuziehen, leider sehr oft gemacht. Eine derartige Taktik wird sich aber später immer rächen, da die Schmälerung der Reserve die Notwendigkeit einer frühzeitigeren Erweiterung in sich trägt.

Wir haben oben gesehen, daß der Maschinenanteil $(a \cdot H)$ bei Berechnung der Selbstkosten auf jeden Fall bestehen bleiben muß, wenn auch die Erweiterung noch nicht sofort nötig ist. Die Berechnung läßt sich dann aber auch rückwärts auf das ganze vorhandene Kraftwerk anwenden, wobei für die gesamte Kraftwerks-Leistung der aus der Erweiterungsanlage ermittelte Satz a pro Kilowatt in Anwendung zu bringen ist. Es ist zwar richtig,

daß die kleinen Maschinen eigentlich größere Kosten pro Kilowatt Leistung ergeben; aber da es nicht festzustellen ist, für welche Konsumenten die kleinen Maschinen Strom abgeben, und die kleinen Maschinensätze außerdem lediglich aus Betriebsrücksichten angeschafft wurden, um sich der Belastungskurve des Elektrizitätswerkes besser anpassen zu können, so ist die erweiterte Anwendung der Einheitskosten a auf die ganze Kraftwerks-Leistung wohl berechtigt.

Die jährlichen festen Kosten F werden entsprechend zu unterteilen sein in einen von der Maschinenleistung abhängigen Teil $(a \cdot H)$ und einen Restteil A, der gewissermaßen einen jährlich aufzubringenden Fonds darstellt, durch welchen die Existenz des Kraftwerkes überhaupt erst ermöglicht wird.

Durch die Einsetzung

$$F = A + a \cdot H \ldots\ldots \text{M/Jahr} \quad \ldots\ldots \quad 3)$$

in die Kostenformel 1) geht diese über in die Formel

$$K = A + a \cdot H + \alpha \cdot E \ldots\ldots \text{M/Jahr} \quad \ldots\ldots \quad 4)$$

Die Gestehungskosten für die Kilowatt-Stunde werden entsprechend

$$k = \frac{A + a \cdot H}{E} + \alpha \ldots\ldots \text{M/KW-St.} \quad \ldots\ldots \quad 5)$$

Bisher war es nicht allgemein üblich, eine Unterteilung der festen Kosten F in Maschinenkosten $(a \cdot H)$ und ein Restglied A zu machen, vielmehr teilte man zur Feststellung der festen Kosten für das Kilowatt einfach die gesamten festen Kosten durch die Maschinenleistungen. Obige Änderung ist aber angebracht, da sich die Selbstkosten für weitere Anschlüsse, d. h. die direkten Mehrkosten, die dem Kraftwerk durch den Neuanschluß entstehen, so in einfachster Weise exakt berechnen lassen. Es ist zwar im allgemeinen anzustreben, daß der Abnehmer mindestens von dem Rest A einen seiner benötigten Leistung proportionalen Teil übernimmt, jedoch kann leicht, insbesondere beim Anschluß der Großindustrie, der Fall eintreten, daß man gezwungen ist, unter letzteren Preis herunterzugehen. In diesem Falle bedeutet ein Heruntergehen durchaus noch keinen Verlust für das Kraftwerk, wenn nur die tatsächlichen Mehraufwendungen entsprechend $(a \cdot H)$ gedeckt sind. Die Differenz zwischen dem erzielten Preis und der Größe $(a \cdot H)$ stellt dann immer noch einen

Gewinn gegenüber den direktenSelbstkosten dar, der, als Beitrag zur Deckung der allgemeinen Unkosten verwandt, diese in der Gesamtheit verringert. Unter den Wert $(a \cdot H)$ kann man aber nicht heruntergehen, da dies direkt einen Zuschuß seitens des Kraftwerkes bedeuten würde.

Der Neuanschluß äußert sich nun natürlich nicht nur in der Erhöhung der Maschinenleistung, sondern vor allem in der Erhöhung der Energieabnahme. Entsprechend dem Mehr an Kilowatt-Stunden wird auch ein größerer Aufwand an Kohlen, Schmiermaterial usw. eintreten. Im allgemeinen kann man wohl rechnen, daß die spezifischen Kosten für die Kilowatt-Stunde α bestehen bleiben, wenn es allerdings auch möglich ist, daß durch eine bessere Ausnutzung der Maschinen infolge der erhöhten Abgabe die beweglichen Betriebskosten heruntergedrückt werden. So zeigte es sich z. B. bei dem Elektrizitätswerk der Stadt Köln, daß nach dem Anschluß der elektrischen Bahn die Kohlenkosten von 4,31 Pfg. auf 2,53 Pfg. pro Kilowatt-Stunde heruntergingen[1]). Es muß bei diesem Beispiel aber berücksichtigt werden, daß das Elektrizitätswerk durch den Anschluß sich sozusagen von einem Lichtwerk in ein Kraftwerk umwandelte, da der Bedarf der Stadt Köln für sich allein ca. 4000000 Kilowatt-Stunden betrug und der Anschluß der elektrischen Bahn einen Zuwachs von ca. 7 000 000 Kilowatt-Stunden brachte, also eine sehr große Verschiebung der Verhältnisse eintrat.

Bezeichnen wir die Werte vor dem Anschluß des Großabnehmers mit dem Index 1 und die Werte nach dem Anschluß mit dem Index 2, so sind die Selbstkosten des Kraftwerks vor dem Anschluß:

$$K_1 = A + a \cdot H_1 + \alpha \cdot E_1,$$

nach dem Anschluß:

$$K_2 = A + a \cdot H_2 + \alpha \cdot E_2.$$

Die Differenz zwischen den beiden Gesamtkosten stellt den Mehraufwand dar, welcher durch den Neuanschluß für das Kraftwerk eintritt:

$$K_2 - K_1 = a \cdot (H_2 - H_1) + \alpha \cdot (E_2 - E_1).$$

---

[1]) B. Thierbach: Betriebsführung städtischer Werke, Bd. III, Elektrizitätswerke, S. 17.

Da $(H_2 - H_1) = H$ = der Leistung des Neukonsumenten ist, und $(E_2 - E_1) = E$ die von ihm abgenommene Elektrizitätsmenge, so kann man die Formel in der vereinfachten Form schreiben:

$$K = a \cdot H + \alpha \cdot E \ldots\ldots \text{ M/Jahr} \quad \ldots\ldots \quad 6)$$

Die Gestehungskosten pro Kilowatt-Stunde ergeben sich entsprechend zu

$$k = \frac{a \cdot H}{E} + \alpha \ldots\ldots \text{M/KW-St.} \quad \ldots\ldots \quad 7)$$

Der Großkonsument benötige z. B. eine Höchstleistung von $H = 500$ KW, und seine voraussichtliche Abnahme betrage $E = 1\,000\,000$ Kilowatt-Stunden. Er beziehe die Energie von dem angeführten Kraftwerk in dem Beispiel auf Seite 8, welches bisher eine Maschinenleistung von $H_1 = 2000$ KW und eine Gesamtabnahme $E_1 = 3\,000\,000$ Kilowatt-Stunden hatte. Um den Neukonsumenten anschließen zu können, ist eine Vergrößerung der Maschinenleistung im Kraftwerk erforderlich, und zwar erscheine der Betriebsleitung zur Ergänzung der vorhandenen Maschinenaggregate die Neuaufstellung eines Turbogenerators von 1000 Kilowatt Leistung als das zweckmäßigste.

Die Kosten für diese neue Maschine einschl. der Kesselerweiterung, der Kondensationsanlage, der Vergrößerung der Schalteinrichtung, der Rohr- und Verbindungsleitung und der Maschinenfundamente mögen 160 000 Mark betragen.

Die neue Maschine erfordert dann einen Mehraufwand an jährlichen festen Kosten:

Zinsen, 5 % von 160 000 M.	8 000 Mark
Abschreibung und Reparaturen, 7 % v. 160 000 M.	11 200 „
Versicherung usw.	300 „
An festen Betriebskosten seien mehr erforderlich .	1 500 „
Jährliche Maschinenkosten	21 000 Mark

Da die Maschine eine Leistung von 1000 Kilowatt hergibt, so sind die jährlichen Einheitskosten für das Kilowatt Maschinenleistung

$$a = 21 \text{ Mark.}$$

Die beweglichen Betriebskosten für die Kilowatt-Stunde mögen durch die Aufstellung der neuen Maschine nicht geändert werden, es bleibt also bestehen

$$\alpha = 3 \text{ Pf. pro Kilowatt-Stunde.}$$

Die dem Kraftwerk durch den Neuanschluß entstehenden Mehrkosten berechnen sich dann für die benötigte Leistung von 500 KW und eine Abnahme von 1 000 000 Kilowatt-Stunden nach Formel 6) zu

$$K = 40\,500 \text{ Mark.}$$

Die Selbstkosten für die Kilowatt-Stunde sind nach Formel 7)

$$k = 4{,}05 \text{ Pf.}$$

Stellen wir die Verhältnisse, wie sie jetzt für das Kraftwerk gelten, in Fig. 2 graphisch dar, so ergibt sich ein interessantes Bild. Die stark ausgezogene Linie, welche bei 80 000 Mark anfängt, ist für die Verhältnisse in dem Kraftwerk vor Anschluß des Neukonsumenten maßgebend; sie entspricht der Gesamtkostenlinie in Fig. 1. Die für die Vergrößerung des Kraftwerkes um die 1000-Kilowatt-Maschine erforderlichen Mehrkosten addieren sich zu den bereits vorhandenen 80 000 Mark, so daß die neue Kostenlinie für das Kraftwerk einschl. Vergrößerung von 101 000 Mark ihren Anfang nimmt. Da die beweglichen Kosten für die Erzeugung einer Kilowattstunde nach wie vor dieselbe Größe α behalten, so muß die neue Kostenlinie parallel zu der vorhandenen stark ausgezogenen Linie verlaufen. Der Neuabnehmer gebraucht nun nur eine Leistung von 500 Kilowatt, infolgedessen kann er auch nur mit der Hälfte der Kosten für die neue 1000-Kilowatt-Maschine belastet werden. Der Abschnitt auf der Ordinatenachse von 80—101 000 Mark stellt also die Gesamtmaschinenkosten für die Vergrößerung dar, und es ist infolgedessen für die 500 Kilowatt-Mehrleistung die Mitte dieses Ordinatenabschnittes als Ausgangspunkt für die Kostenkurve zu nehmen.

Derselbe Schluß läßt sich für jede Belastung des Kraftwerkes ziehen, und wir erhalten dann eine parallel verlaufende Kurvenschar. Für die theoretische Belastung mit 0 Kilowatt fängt die Kostenkurve bei 38 000 Mark an. Diese 38 000 Mark stellen daher die von der Maschinenleistung unabhängigen eigentlichen festen Kosten A dar, welche, wie früher erwähnt, die

jährlichen Aufwendungen für Grundstück, Gebäude, innere Einrichtung und die Mehrkosten für die aus Regulierzwecken von kleinerer Leistung genommenen Maschinenaggregate sind.

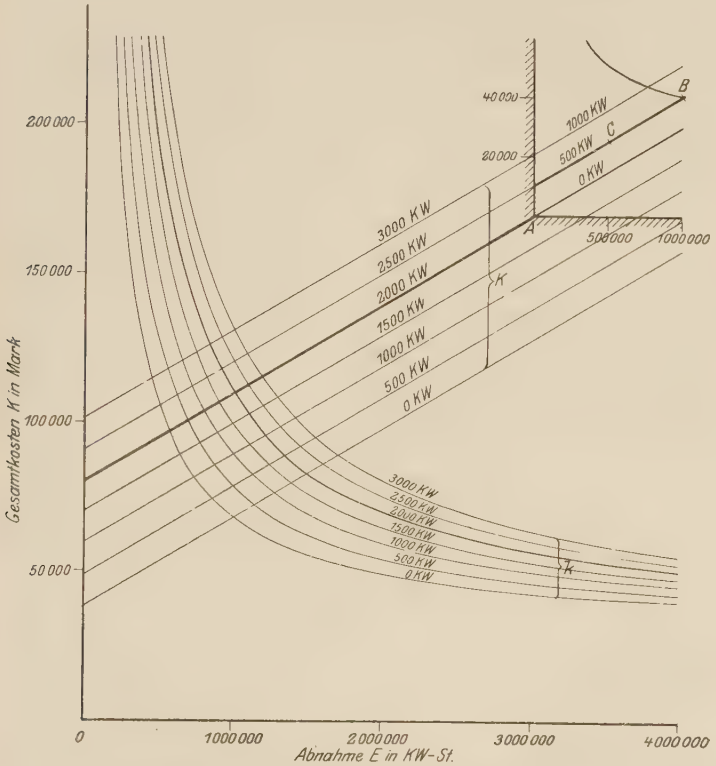

Fig. 2. Erzeugungskosten im Kraftwerk bei der Vergrößerung und Selbstkosten für die direkte Abnahme im Kraftwerk.

Für das ganze Kraftwerk ergibt sich allgemein nach Formel 4)

$$K = 38\,000 + 21 \cdot H + 0{,}03 \cdot E \;..\; \text{Mark}.$$

Diese für das vorstehende Kraftwerk charakteristische Formel gibt ein umfassendes Bild über die ganzen Arbeitsverhältnisse des Kraftwerkes. Die verschiedene Vergrößerung der Kosten, entsprechend der Leistung und der Kilowattstunden-Abnahme, läßt sich in ihren einzelnen Summanden aus dem Dia-

gramm sofort entnehmen, so daß die Übersicht bedeutend besser ist als die meist übliche Aufstellung des durchschnittlichen Kilowatt-Stundenpreises nach Formel 5). Da die durchschnittlichen Gestehungskosten k für die Kilowatt-Stunde immerhin aber auch ein gewisses Interesse haben, so sind sie in Fig. 2 auch mit eingezeichnet worden. Wie man sieht, ergeben sie ebenfalls eine Kurvenschar, und zwar von gleichseitigen Hyperbeln mit den gemeinsamen Asymptoten Ordinatenachse und Parallele im Abstand α zur Abszissenachse.

Für uns sind hauptsächlich die Kosten von Interesse, die durch den Neuanschluß entstehen; diese lassen sich aus Fig. 2 sofort abgreifen, da sie durch die Differenz der Ordinaten des Punktes A und des Punktes B dargestellt sind. Punkt A gilt für das Kraftwerk ausschließlich Großabnehmer, und zwar für 3 000 000 Kilowatt-Stunden Abnahme bei 2000 KW Maschinenleistung. Punkt B gibt die Gesamtkosten an für das Kraftwerk einschließlich Großabnehmer bei 4 000 000 Kilowatt-Stunden Abnahme und 2500 Kilowatt Leistung. Machen wir in Fig. 2 den Punkt A zum Nullpunkt eines neuen Koordinatensystems mit parallel zu dem alten Koordinatensystem verlaufenden Achsen, so sieht man gleich die beiden Summanden der Formel 6), $(a \cdot H)$ = jährliche Maschinenkosten und $(\alpha \cdot E)$ = Betriebskosten pro Jahr. Legen wir den Koordinatenanfang an irgend einen anderen Belastungspunkt, so ergibt sich augenscheinlich immer genau dasselbe Bild für einen Neuanschluß.

Für die Aufstellung der durch den Neuanschluß entstehenden Mehrkosten interessieren uns also die eigentlichen Kraftwerkskosten selbst weniger. Es genügt vollständig, wenn wir nur das Diagramm für die Mehrkosten, d. h. die rechte obere Ecke der Fig. 2 entwerfen.

Es ist nun noch der Einfluß zu untersuchen, den die Abnahme einer anderen Energiemenge bei derselben Höchstleistung auf die Mehrkosten ausübt. Beträgt die Abnahme z. B. nur $E = 500\,000$ Kilowatt-Stunden, während $H = 500$ KW bestehen bleibt, so rückt nur der Punkt B im Diagramm auf der 500 KW-Linie entsprechend zurück bis zum Punkt C.

Die Gesamtkosten für das Kraftwerk betragen dann

$$K = 25\,500 \text{ Mark.}$$

Die Durchschnittskosten für die Kilowatt-Stunde

$$k = 5{,}1 \text{ Pfg.}$$

Entsprechend der Verringerung der Abnahme ist also auch eine Verringerung der Mehrkosten entstanden; aber sie ist nicht proportional zurückgegangen, da die Maschinenkosten $(a \cdot H)$ voll bestehen bleiben. Die Folge davon ist, daß der Durchschnittspreis jetzt größer ausfällt. Es kann sogar vorkommen, daß bei entsprechender Verschiebung der Verhältnisse die Durchschnittskosten einen ganz enormen Wert ergeben.

Werden z. B. im ganzen nur $E = 10\,000$ Kilowatt-Stunden abgenommen, so sind die Gesamtkosten

$$K = 10\,800 \text{ Mark.}$$

Die Durchschnittskosten für die Kilowatt-Stunde nehmen dann bereits den sehr hohen Wert von

$$k = 108 \text{ Pfg.}$$

an.

Zum Vergleich seien die Werte für die durchschnittlichen Gestehungskosten des ganzen Kraftwerkes, wenn dieses die Grundbelastung von 3 000 000 Kilowatt-Stunden bei 2000 Kilowatt Leistung behält und die Höchstleistung des Neukonsumenten, immer 500 Kilowatt beträgt, in Tabelle I zusammengestellt.

Tabelle I.

Durchschnittliche Gestehungskosten für die Kilowatt-Stunde für verschiedene Abnahmen des Konsumenten bei gleichbleibender Höchstleistung.

Neuanschluß allein		Kraftwerk mit Neuanschluß	
Gesamtabnahme in KW-St. E	Durchschnittskosten für die KW-St. k	Gesamtabnahme in KW-St. E	Durchschnittsk. für die KW-St. k
1 000 000	4,05 Pf.	4 000 000	5,26 Pf.
500 000	5,10 „	3 500 000	5,60 „
10 000	108,00 „	3 010 000	6,00 „

Lehrreich ist in der Tabelle, daß die Kosten pro Kilowatt-Stunde für den Neuanschluß gänzlich verschieden von den entsprechenden Kosten pro Kilowatt-Stunde des Kraftwerkes

sind. Es ist daher vollkommen ausgeschlossen, daß man die so verlockend erscheinenden Durchschnittskosten für die Kilowatt-Stunde des Kraftwerkes als Unterlage für die Berechnung der Selbstkosten für den Neuanschluß machen kann. Würde man es dennoch tun, so setzt man sich der Gefahr aus, daß bei geringen Abnahmen im Verhältnis zur benötigten Leistung das Kraftwerk einen Verlust hat, während man bei einer großen Abnahme die Selbstkosten fälschlicherweise für zu hoch hält und infolgedessen den Neuanschluß jedenfalls nicht ausführt, obwohl vielleicht ein über den tatsächlichen Selbstkosten liegender Preis und damit ein entsprechender Gewinn erzielbar gewesen wäre.

Wir haben gesehen, daß die tatsächlichen Selbstkosten pro Kilowatt-Stunde k nur von den veränderlichen E und H abhängen. Für das Verhältnis der abgenommenen Kilowatt-Stunden zur Leistung in Kilowatt ist in der Literatur der Ausdruck Benutzungsziffer[1]) gebräuchlich. Da als Leistung verschiedene Werte angenommen werden können, nämlich tatsächliche Höchstleistung oder Anschlußwert oder Normalleistung des Motors oder Transformators usw., so ist zur Vermeidung von Irrtümern stets anzugeben, auf welche Leistung sich die Benutzungsziffer zu beziehen hat. Die auf die tatsächliche Höchstleistung bezogene Benutzungsziffer würde sich somit berechnen zu

$$Z_H = \frac{E}{H} = \frac{\text{Kilowattstunden-Abnahme}}{\text{Kilowatt-Höchstleistung}} \quad . \quad . \quad . \quad 8)$$

Diese Benutzungsziffer Z_H gibt nun nicht die tatsächliche Benutzungszeit an, während welcher überhaupt Elektrizität gebraucht wurde, sondern sie ist nur ein theoretischer Wert, der mit der tatsächlichen Benutzungszeit zusammenfallen würde, wenn der gesamte Verbrauch E ausschließlich mit der Vollbelastung H abgenommen würde. Tatsächlich ist die eigentliche Benutzungszeit in den allermeisten Fällen ganz erheblich größer, da die Abnahme auch unter Teilbelastung geschieht. Die Benutzungsziffer Z_H ist aber trotzdem von großem Interesse, weil sie sehr treffend die Abnahmeverhältnisse charakterisiert.

---

[1]) Nach dem Vorschlag von Schimdt, ETZ. 1911, S. 925, ist statt des vielfach üblichen Ausdruckes „Benutzungsstunden" der genauere Ausdruck „Benutzungsziffer" gewählt worden.

Durch Einführen der auf die Höchstleistung bezogene Benutzungsziffer in Formel 7) geht diese über in die Form

$$k = \frac{a}{Z_H} + \alpha \ldots . \text{ M/KW-St.} \quad . \quad . \quad . \quad . \quad 7a)$$

Außer von den Konstanten a und α ist also k nur von Z_H abhängig. Die Gestehungskosten für die Kilowatt-Stunde bleiben

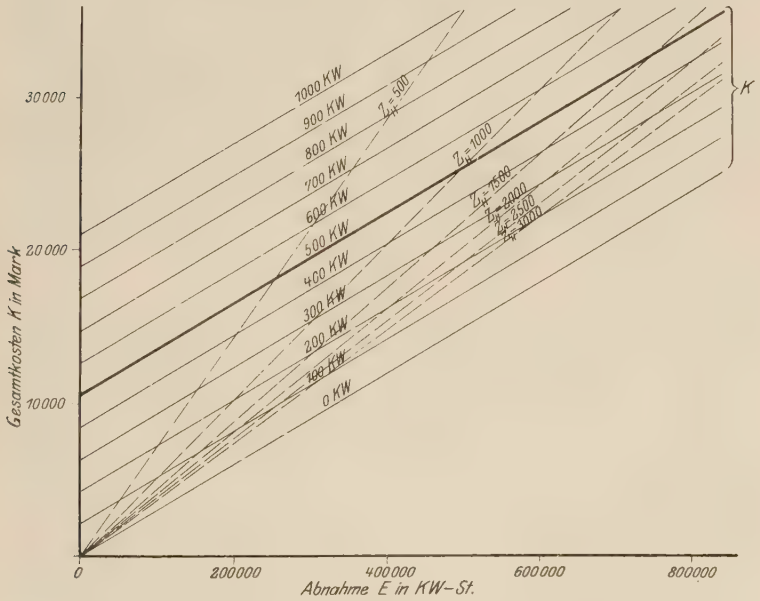

Fig. 3. Selbstkosten für die direkte Abnahme im Kraftwerk.

daher bei derselben Benutzungsziffer für beliebige Belastungen dieselben, wenn sich nur E und H proportional ändern, so daß die Bedingung

$$Z_H = \frac{E}{H} = \text{konstant.}$$

bestehen bleibt. Je größer Z_H wird, d. h. je ausgiebiger z. B. der Motor benutzt wird, desto billiger stellen sich die Erzeugungskosten für die Kilowatt-Stunde. Erwähnt mag noch werden, daß die Formel 7a) ebenfalls eine gleichseitige Hyperbel darstellt.

Das Arbeiten mit Hyperbeln wird nun im allgemeinen von dem Ingenieur, dessen Zeit gewöhnlich sehr beschränkt ist, wenig geschätzt und würde sicher nur in den wenigsten Fällen ausgeführt werden. Es empfiehlt sich daher, daß man lieber gewissermaßen einen Schritt zurückgeht und statt mit den Kosten pro Kilowatt-Stunde mit den Gesamtkosten rechnet, da sich diese graphisch als einfache gerade Linien darstellen und daher im Diagramm bequemer zu behandeln sind.

In Fig. 3 ist die rechte obere Ecke von Fig. 2 nochmals in größerem Maßstab dargestellt. Weil die Hyperbelschar der k-Kurven aus obigen Gründen doch nur geringere praktische Bedeutung hat, so ist sie in Fig. 3 fortgelassen worden, und es ist nur die Schar der parallelen K-Kurven eingezeichnet.

Untersuchen wir nun noch den Einfluß der Benutzungsziffer. Durch Einführung von Z_H geht Formel 6) über in

$$K = E \times \left(\frac{a}{Z_H} + \alpha \right).$$

Für eine als konstant angenommene Benutzungsziffer Z_H nimmt der Klammerausdruck einen bestimmten Wert an, und die Kostenkurve wird, wie aus der Gleichung ersichtlich, wieder eine gerade Linie, welche aber jetzt vom Koordinatenanfang ausgeht und unter einem Winkel, dessen tg jetzt der Größe $\left(\frac{a}{Z_H} + \alpha \right)$ entspricht, gegen die X-Achse verläuft. Für verschiedene Benutzungsziffern ergibt sich ein Strahlenbündel, da sich mit der Benutzungsziffer auch die Neigung der Geraden ändert. In Fig. 3 sind die entsprechenden Geraden für einige Benutzungsziffern mit eingetragen.

Die Aufstellung der Kurven für konstante Benutzungsziffern ist zuweilen recht nützlich, da bei manchen Großabnehmern, z. B. vielfach bei Städten, eine ziemlich konstante Benutzungsziffer der Höchstleistung charakteristisch ist, d. h. mit der Vergrößerung der abgenommenen Elektrizitätsmenge die benötigte Höchstleistung in demselben Verhältnis steigt.

Bisher waren wir von der Voraussetzung ausgegangen, daß die Höchstleistung der Neukonsumenten sich direkt zu der bisherigen Höchstleistung des Kraftwerkes addiert. Dieses ist

jedoch bekanntlich selten der Fall, vielmehr wird im allgemeinen die Maximal-Leistung des Konsumenten mit einer mehr oder weniger großen Teilbelastung des Kraftwerkes zusammenfallen und daher die bisherige maximale Leistung des Kraftwerkes nur um einen gewissen Teil erhöhen. Es kann allerdings auch eine direkte Addition für besondere Arten von Betrieben, wie z. B. bei elektrochemischen Fabriken oder bei Pumpenanlagen, bei welchen die Maschinen dauernd mit der maximalen Belastung laufen, eintreten. Bei den gewöhnlichen intermittierenden Betrieben ist dieses jedoch nicht der Fall.

Die Wahrscheinlichkeit, daß die beiden Höchstleistungen von Konsument und Kraftwerk zusammenfallen, hängt in der Hauptsache davon ab, wie sich die Belastungsverhältnisse des Konsumenten während der Zeit seiner Abnahme gestalten, d. h. wie sich das Verhältnis Benutzungsziffer zu Benutzungszeit stellt. Maschinenfabriken z. B. werden meistens ca. 300 Tage bei 10-stündigem Betrieb pro Tag arbeiten, also eine Benutzungszeit von 3000 Stunden im Jahr haben. Erfahrungsgemäß beträgt jedoch die auf die Höchstleistung bezogene Benutzungsziffer einer Maschinenfabrik nur ca. 1200—1800, sie ist also nur 40—60 % der Benutzungszeit. Den prozentualen Teilbetrag, mit welchem sich die Höchstleistung des Konsumenten zu der Maximal-Belastung im Kraftwerk addiert, nennt man Belastungsfaktor. Da dieser Belastungsfaktor β naturgemäß von großem Interesse für die Elektrizitätswerke ist, so sind verschiedentlich statistische Untersuchungen über den Belastungsfaktor angestellt worden. Z. B. gibt Lloyd[1]) die in Tabelle II aufgeführten Werte für die verschiedenartigsten Industrien an.

Selbstverständlich sind obige Werte nicht genau festliegend, sondern sie werden sich nach der Arbeitsart in den verschiedenen Fabriken und nach den Belastungsverhältnissen der Kraftwerke ändern. Der Belastungsfaktor stellt gewissermaßen einen Durchschnittswert über die ganze Belastungszeit hinweg dar.

Nun könnte es aber ebensogut eintreten, daß nicht dieser Durchschnittswert, sondern die volle Leistung des Konsumenten mit der maximalen Belastung des Kraftwerkes zusammenfällt.

---

[1]) Lloyd, Compitation of load factors, Electrical Review and Western Electrician 1911, Bd. 55, S. 110.

Tabelle II.

Belastungsfaktoren für verschiedene Betriebe.

Art des Betriebes	Belastungsfaktor in Prozent des Anschl. Wertes	Benutzungsziffer des Maximums pro Tag
Molkereien	60	4,8
Brauereien	60	10,8
Messing- und Eisenlager	60	4,8
Biskuitfabriken	55	8,4
Schuhfabriken	65	6,0
Gelbgießereien	50	6,7
Kesselschmieden	45	4,3
Blechbüchsenfabriken	70	7,2
Zuckerfabriken	45	4,3
Kleiderfabriken	55	3,6
Große Klubhäuser	85	9,6
Große Warenhäuser	55	7,2
Elektrotechnische Werkstätten	55	5,5
Transportanstalten	60	9,6
Galvanoplastische Anstalten	75	6,0
Graphische Gewerbe	60	4,6
Düngerfabriken	40	18,0
Möbelfabriken	65	6,7
Gießereien	75	3,6
Schmieden	49	7,2
Getreideelevatoren	75	2,4
Handschuhfabriken	55	6,0
Kolonialwarengrossisten	55	4,8
Kleine Hotels	50	8,4
Große Hotels	40	12,0
Speiseeisfabriken	75	10,8
Bijouteriefabriken	50	4,3
Große Restaurants	60	12,0
Wäschereien	70	6,0
Maschinenfabriken	55	6,2
Zeitungen	75	4,8
Kistenfabriken	75	7,2
Farben-, Bleistift- u. Tintenfabriken	45	5,5
Kartonnagenfabrikation	50	6,0
Gas- u. Wasserröhreninstallat.	55	6,2
Rohrpost	90	12,0
Postgebäude	30	12,0
Kraftstationen	40	6,5

Art des Betriebes	Belastungsfaktor in Prozent des Anschl. Wertes	Benutzungsziffer des Maximums pro Tag
Kühlanlagen	90	12,0
Eisenbahndepots	50	12,0
Sägewerke	55	4,8
Samenreinigung	55	6,0
Schraubenfabriken	75	7,2
Blechfabrikation	70	4,3
Kleine Restaurants	70	7,2
Seifenfabriken	60	6,0
Gewürzmühlen	55	4,8
Steinschneidereien.	55	4,2
Eisenkonstruktionswerkstätten .	40	5,3
Textilindustrie	65	4,8
Theater	60	3,8
Seilereien	60	7,2
Wollwarenfabrikation	80	6,5
Holzbearbeitung	65	6,7

Hier ist nun zu bedenken, daß wir es in den vorliegenden Fällen mit Großabnehmern zu tun haben, bei welchen ein durchgehender Betrieb herrscht, wodurch schon für eine ziemlich gleichmäßige Verteilung der Belastung über die ganze Benutzungszeit hinweg gesorgt ist. Außerdem laufen die Stromverträge mit den Großabnehmern meistens auf eine längere Anzahl von Jahren, so daß auch hierdurch ein weiterer Ausgleich stattfinden wird, so daß man tatsächlich wohl mit dem Durchschnittswert rechnen kann.

Über besondere Verhältnisse, die für die betreffende Fabrik maßgebend sind, kann sich außerdem der Betriebsleiter des Elektrizitätswerkes meistens ein ziemlich genaues Bild verschaffen, auf Grund dessen er dann in der Lage ist, die Tabellenwerte entsprechend zu berichtigen.

Durch besondere Tarifvereinbarungen kann man es in besonderen Fällen sogar dahin bringen, daß die Elektrizität nur zu Zeiten der geringsten Belastungen des Elektrizitätswerks, z. B. nachts, abgenommen wird und eine Erhöhung der Maximal-Belastung der Zentrale überhaupt nicht eintritt. Für diesen Fall gibt die unterste der K-Kurven in Fig. 3, die vom Koordinaten-

anfang beginnt, die Selbstkosten des Kraftwerkes an, welche also dann nur in den direkten Betriebskosten bestehen.

Es ist zur Bestimmung der anteiligen Maschinenkosten also jeweils der Belastungsfaktor β mit der bei dem Abnehmer tatsächlich aufgetretenen Höchstleistung zu multiplizieren. Demgemäß ändert sich Formel 6) in

$$K = a \cdot \beta \cdot H + \alpha \cdot E \ldots . \text{ M/Jahr} \ldots . \quad 9)$$

3. Selbstkosten am Ende einer besonderen Zuleitung.

Es sei weiter der Fall zu betrachten, daß der Abnehmer zwar auch direkt von dem Kraftwerk aus versorgt wird, daß aber zu diesem Zwecke noch eine besondere Hochspannungsleitung durch die Überlandzentrale gebaut werden muß, und daß die Messung des Stromes erst am Ende dieser Leitung geschieht.

Würde die Messung des Stromes noch im Kraftwerk an den Sammelschienen vorgenommen, so würden bezüglich der reinen Stromlieferung für das Kraftwerk dieselben Verhältnisse gelten, wie in dem vorher behandelten Falle, hinzu kämen lediglich die dem Werke durch die Anlage der Fernleitung noch entstehenden Kosten. Das für diese aufgewandte Kapital muß verzinst und entsprechend der mit den Jahren entstehenden Wertverminderung der Leitung abgeschrieben werden. Ferner muß die Leitung dauernd in betriebsfähigem Zustande erhalten werden.

Zinsen und Abschreibung bedeuten zunächst eine jährliche feste Ausgabe, welche ganz unabhängig vom Elektrizitätsverbrauch ist. Da die Unterhaltungskosten für die Leitung im allgemeinen von der Menge des aufgewandten Materials oder in anderen Worten von dem Anlagewert abhängt, so ist es üblich, auch für diese einen bestimmten Prozentsatz des Anlagekapitals jährlich auszuwerfen. Es entstehen also durch die Zuleitung dem Elektrizitätswerk nur feste Kosten, die von der Höhe des aufzuwendenden Anlagekapitales abhängig sind, aber von der Menge der abgenommenen Energie und der Leistung nicht beeinflußt werden.

Wenn wir diese jährlichen festen Kosten für die Zuleitung mit B bezeichnen, so wird unsere Selbstkostenformel lauten:

$$K = B + a \cdot \beta \cdot H + \alpha \cdot E \ldots . \text{ M/Jahr} \ldots \quad 10)$$

Graphisch werden die festen Kosten B in einfachster Weise dadurch berücksichtigt, daß die Abszissenachse um den Betrag B nach unten verschoben wird.

Nach der oben gemachten Forderung soll aber die Energie nicht im Kraftwerk, sondern erst am Ende der Leitung, also am Verbrauchsort, gemessen werden. Bei der Kraftübertragung tritt nun durch Stromwärme ein gewisser Verlust an Energie ein, der sich aus den elektrischen Daten berechnen läßt. Der Wirkungsgrad der Leitung bei Belastung mit der vollen Höchstleistung sei η_L; statt der am Versuchsort benötigten Leistung muß dann vom Kraftwerk die um die Verluste in der Leitung erhöhte Leistung

$$H_1 = \frac{H}{\eta_L}$$

geliefert werden.

Der erhöhten Leistung entspricht auch eine erhöhte Energielieferung und zwar entsprechend dem Stromwärmeverlust in der Leitung. Da die Energieabnahme nicht dauernd mit der Höchstleistung H, sondern auch mit kleineren Leistungen geschieht, und die Stromwärmeverluste sich im Verhältnis der Quadrate der Leistungen erniedrigen, so wird der prozentuale Verlust an Energie ein anderer und zwar ein kleinerer sein, als der bei der Kraftübertragung mit gleichbleibender Höchstleistung. Den genauen Energieverlust durch Stromwärme könnte man an Hand der Tages- bzw. Jahresbelastungskurve bestimmen. Da dieses jedoch eine sehr umständliche und zeitraubende Arbeit erforderte und außerdem meist wegen des Fehlens der genauen Belastungskurve überhaupt unmöglich ist, so tut man gut, mit dem größten Verlust zu rechnen, der überhaupt in der Leitung auftreten kann, zumal bei der Kraftübertragung noch verschiedene unberechenbare und unkontrollierbare Übergangs-, Isolatorenverluste und dgl. auftreten.

In Fig. 4 möge die Leistung in Funktion der Zeit aufgetragen sein; der Linienzug A B C D stelle also die Belastungskurve dar. Der in der Leitung auftretende Energieverlust ist dann bei der Stromstärke i und dem Widerstand der Leitung w

$$v = \int i^2 \cdot w \cdot dz.$$

Da bei gegebenen Verhältnissen der Widerstand w konstant ist

und die Momentanwerte von Stromstärke i und Leistung h direkt proportional sind, so können wir durch Einführung einer entsprechenden Konstanten c schreiben

$$v = c \cdot \int h^2 \cdot dz.$$

Die Konstante c läßt sich aus dem Widerstande der Leitung, der Spannung und der als konstant angenommenen Phasenverschiebung berechnen.

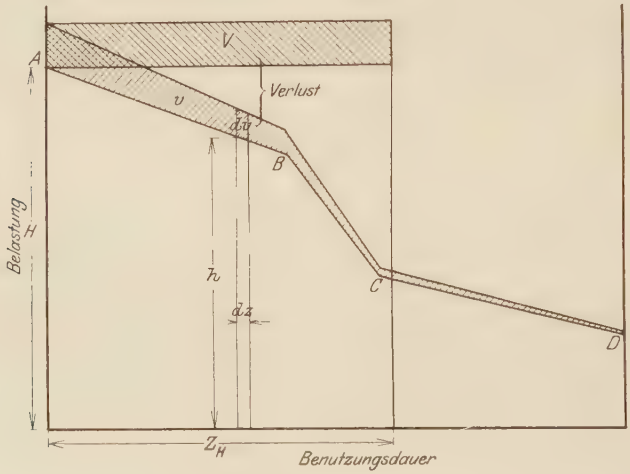

Fig. 4. Verluste durch Stromwärme in den Leitungen.

Der Integralwert für den Verlust wird nun je nach Art der Belastungskurve verschieden sein. Nehmen wir z. B. an, daß die gesamte Energie bei der Höchstleistung übertragen wird, d. h. also, daß die Benutzungszeit der auf die Höchstleistung bezogenen Benutzungsziffer entspricht, so sehen wir aus dem Diagramm Fig. 4 sofort, daß der Verlust sein wird

$$V = c \cdot H^2 \cdot Z_H.$$

Wie wir ferner ohne weiteres ersehen, würde für den Fall, daß der Verlust nur einfach proportional und nicht proportional dem Quadrat der Leistung wäre, zweifellos

$$V = v$$

sein.

Da aber die Verluste mit dem Quadrat der Leistung steigen und in dem angenommenen Beispiel die ganze Elektrizitätsmenge mit der höchsten Leistung abgenommen wird, so ist zu vermuten, daß der Verlust V größer als v sein wird.

Nehmen wir an, es sei tatsächlich

$$V > v,$$

so bestände die Ungleichung

$$c \cdot H^2 \cdot Z_H > c \cdot \int h^2 \cdot dz.$$

Da zweifellos die abgenommene Energie ausgedrückt werden kann durch

$$E = H \cdot Z_H = \int h \cdot dz,$$

so erhalten wir aus der vorhergehenden Formel durch Einsetzung

$$c \cdot H \cdot \int h \cdot dz > c \cdot \int h^2 \cdot dz.$$

Durch Differentiation ergibt sich

$$c \cdot H \cdot h \cdot dz > c \cdot h^2 \cdot dz,$$

oder nach Fortheben der auf beiden Seiten gleichen Größen

$$H > h.$$

Da diese Bedingung immer eintrifft, so ist hiermit bewiesen, daß tatsächlich der größtmögliche Verlust durch Stromwärme in der Leitung dann auftritt, wenn die gesamte Energieübertragung bei der Höchstleistung H vor sich geht. Da die Übertragung dann während Z_H Stunden geschehen würde, so wäre die vom Kraftwerk zu liefernde Energie

$$E_1 = H_1 \cdot Z_H = \frac{H \cdot Z_H}{\eta_L} = \frac{E}{\eta_L}$$

Unsere Selbstkostenformel heißt daher jetzt

$$K = B + \frac{a \cdot \beta \cdot H}{\eta_L} + \frac{\alpha \cdot E}{\eta_L} \ldots . \text{M/Jahr} \quad . \quad 11)$$

Es möge ein Neukonsument eine Leistung von 500 Kilowatt bei einer Phasenverschiebung $\cos \varphi = 0{,}8$ benötigen, wobei der Verbrauchsort vom Kraftwerk 10 km entfernt sei. Die elektrische Energie werde durch eine Fernleitung in Form von Drehstrom

mit 50 Perioden und zwar mit einer verketteten Spannung im Kraftwerk von 15 000 Volt zwischen 2 Phasen geliefert. Die Fernleitung bestehe aus drei Kupferleitern von je 10 qmm Querschnitt, die in Form eines gleichseitigen Dreiecks mit 60 cm Entfernung der Phasen untereinander ausgeführt sei. Entsprechend der Art des Fabrikbetriebes sei der Belastungsfaktor $\beta = 0{,}60$ zu erwarten.

Bei einem Anlagekapital von 25 000 Mark für die 10 km lange von dem Kraftwerk aus zu erbauende Freileitung sind jährlich an festen Kosten hierfür aufzuwenden

Zinsen 5 %	1250 Mark
Abschreibung 3,5 %	875 „
Reparaturen 1,5 %	375 „
Gesamtkosten:	B = 2500 Mark.

Die elektrischen Daten errechnen sich wie folgt:

Strom pro Phase: i = 24 Amp.

Widerstand einer Phasenleitung: w = 17,6 Ohm.

Gesamtverlust in den 3 Leitungen: v = 30,4 KW.

Wirkungsgrad der Leitung: $\eta_L = 94{,}2\ \%$.

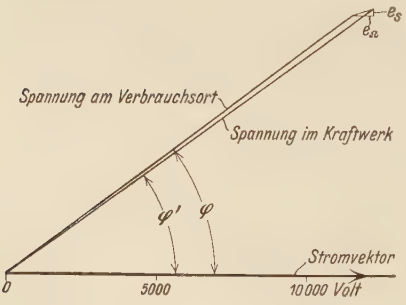

Fig. 5. Spannungsdiagramm der Hochspannungsfernleitung einer Überlandzentrale.

Da die Spannungsverhältnisse auch sehr wichtig sind, seien im folgenden die entsprechenden Daten, die zwar zur Selbstkostenberechnung selbst nicht erforderlich sind, mit angegeben:

Ohmscher Spannungsabfall (verkettet): $e_\Omega = 732$ Volt.

Spannungsabfall durch Selbstinduktion (verkettet): $e_s = 157$ Volt.

Die Klemmspannung am Verbrauchsort ermittelt sich graphisch nach Fig. 5 zu 14 300 Volt.

Der Spannungsabfall beträgt daher 4,7 %.

Die Phasenverschiebung am Anfang der Leitung ergibt sich zu $\cos \varphi_1 = 0{,}815$.

Die Kenntnis des prozentualen Spannungsabfalles ist wichtig, da die Motoren mit geringerer Spannung auch ein geringeres Drehmoment entwickeln und der Fall eintreten kann, daß sie infolge der Überlastung plötzlich in der Tourenzahl abfallen und stehen bleiben. Ferner macht sich ein zu großer Spannungsabfall sehr unangenehm bei den Lampen bemerkbar, da mit der schwankenden Belastung die Spannung an den Lampen entsprechend mit schwankt und ein Flackern in der Lichtstärke eintritt. Da in den Niederspannungsleitungen und im Transformator auch noch ein Spannungsabfall entsteht, so kann man den Spannungsabfall in der Fernleitung nicht zu groß werden lassen und muß die Querschnitte der Leitungen entsprechend ausführen. Im allgemeinen ist eine Bemessung der Fernleitungen für ca. 5 % Spannungsabfall üblich.

Die Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung kann gewöhnlich nur ziemlich roh geschätzt werden. Es hat daher auch keinen Zweck, wenn man die Spannungsverhältnisse, welche von dieser Schätzung abhängen, genau nach dem doch immerhin umständlichen graphischen Verfahren ermittelt. Es genügt deshalb in den meisten Fällen vollkommen die Annäherungsberechnung, daß man Kraftwerksspannung und Ohmschen Spannungsverlust algebraisch addiert bzw. die Leitung so ausführt, daß der Ohmsche Spannungsabfall ca. 5 % der Zentralen-Spannung beträgt.

Statt der vollen Leistung von 500 Kilowatt werden sich in unserem Beispiel entsprechend dem Belastungsfaktor nur 60 % im Kraftwerk für die Beanspruchung der Maschinenleistung bemerkbar machen, außerdem tritt noch eine Vergrößerung dieser Leistung um den Verlust in der Leitung hinzu. Der Koeffizient für den Summanden der Maschinenleistung in der Kostenformel ergibt sich infolgedessen bei a = 21 Mark für das Kilowatt Volleistung für das beim Abnehmer gemessene Kilowatt Höchstleistung zu

$$\frac{a \cdot \beta}{\eta_L} = \frac{21 \cdot 0{,}60}{0{,}942} = 13{,}4 \text{ Mark.}$$

Die Betriebskosten für die beim Abnehmer gezählte Kilowatt-Stunde sind

$$\frac{\alpha}{\eta_L} = \frac{0{,}03}{0{,}942} = 0{,}0319 \text{ Mark.}$$

Die Kostenformel für die gesamten Selbstkosten hat infolgedessen für obigen Fall zu lauten:

$$K = 2500 + 13{,}4 \cdot H + 0{,}0319 \cdot E \ \ldots\ldots \text{ M./Jahr}$$

bzw. bei 500 Kilowatt Höchstleistung

$$K = 9200 + 0{,}0319 \cdot E \ \ldots\ldots \text{ M./Jahr.}$$

Die graphische Darstellung in Fig. 6 zeigt jetzt folgende Änderung gegenüber Fig. 3. Zunächst ist die Abszissenachse um den Wert B heruntergerückt. Ferner macht sich die Höchst-

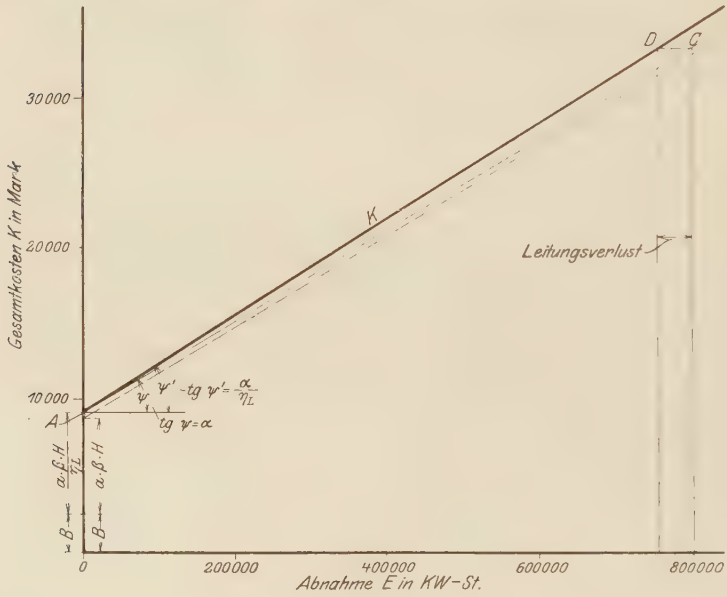

Fig. 6. Selbstkosten am Ende einer besonderen Zuleitung.

leistung am Verbrauchsort von 500 Kilowatt unter Berücksichtigung des Belastungsfaktors und des Wirkungsgrades der Leitung nur mit 320 Kilowatt im Kraftwerk bemerkbar. Für die Beanspruchung der Maschinenleistung ist mithin ein jährlicher Betrag von

$$320 \cdot 21 = 6700 \text{ Mark}$$

einzusetzen, und der Anfangspunkt der Selbstkostenkurve liegt bei

$$2500 + 6700 = 9200 \text{ Mark.}$$

Würde die Messung im Kraftwerk, also ohne Berücksichtigung der Stromverluste in der Leitung geschehen, so würde die Kostenkurve entsprechend den reinen Betriebskosten der Zentrale $\alpha = 3$ Pfg. pro Kilowatt-Stunde verlaufen, wie es die dünn ausgezogene Linie angibt. Der Leitungsverlust macht sich nun derart bemerkbar, daß statt der vollen Leistung nur 94,2 % am Verbrauchsorte ankommen. Statt 800 000 Kilowatt-Stunden z. B., die insgesamt 33 200 Mark kosten, werden nur 754 000 Kilowatt-Stunden nutzbar abgegeben, für welche die Kosten 33 200 Mark natürlich bestehen bleiben. Der Punkt C rückt also nach D. Verbinden wir den Anfang der Ordinatenachse A mit D, so gibt diese Linie die tatsächlichen Selbstkosten für den vorliegenden Fall an.

4. Selbstkosten hinter dem Transformator.

Wir haben weiter den Fall zu betrachten, daß der Abnehmer am Ende der Leitung den Strom nach Umwandlung der Spannung durch einen Transformator bezieht.

In ganz gleicher Weise, wie in der vorhergehenden Untersuchung die in der Hochspannungsleitung eintretenden Verluste berücksichtigt wurden, ist jetzt der Einfluß der Transformatorenverluste zu berechnen. Zunächst tritt entsprechend dem Wirkungsgrad des Transformators eine Vergrößerung der angeforderten Leistung ein. Nennen wir den Wirkungsgrad des Transformators η_T, so wird die im Kraftwerk angeforderte Leistung sein

$$H_1 = \frac{\beta \cdot H}{\eta_L \cdot \eta_T}$$

Der Energieverlust im Transformator setzt sich aus zwei Teilen zusammen, den Eisenverlusten und den Kupferverlusten. Man kann mit hinreichender Genauigkeit annehmen, daß die Eisenverluste bei allen Belastungen des Transformators dieselben sind, bei der Belastung 0 werden sie mit den sogenannten Leerlaufsverlusten des Transformators identisch. Diese Eisenverluste treten also in gleicher Größe dauernd auf, solange der Transformator eingeschaltet ist, d. h. normalerweise 8760 Stunden im Jahr. Innerhalb beschränkter Grenzen wird sich für verschiedene Transformatorengrößen der Eisenverlust v_e als gleicher Prozentsatz der Transformatorenleistung ergeben. Nennen wir

diesen Prozentsatz ε und die Stunden der Einschaltung des Transformators z, so ist der Gesamteisenverlust

$$E_e = z \cdot \varepsilon_e \cdot H.$$

Da die Eisenverluste vom Kraftwerk zu tragen sind und die am Transformator zur Verfügung stehenden Kilowatt-Stunden Betriebskosten im Betrage $\frac{\alpha}{\eta_L}$ verursachen, so sind die durch die Eisenverluste entstehenden Selbstkosten

$$K_e = \frac{\alpha \cdot z \cdot \varepsilon_e \cdot H}{\eta_L}.$$

Die Kupferverluste im Transformator treten nicht dauernd auf, sondern sie richten sich nach der Belastung des Transformators und sind proportional dem Quadrate des momentanen Stromes. Wir haben also hier einen den Stromwärmeverlusten in der Leitung ganz entsprechenden Fall. Rechnen wir auch hier wieder mit dem Maximum der möglichen Kupferverluste, so ergeben sich diese analog den Leitungsverlusten zu

$$E_k = v_k \cdot Z_H.$$

Ebenso wie die Eisenverluste werden auch die Kupferverluste einen gewissen Prozentsatz der Transformatorenleistung ausmachen, der innerhalb gewisser Grenzen für Transformatoren ähnlicher Leistung derselbe ist. Nennen wir den Prozentsatz entsprechend ε_k und ersetzen wir außerdem die Benutzungsziffer der Höchstleistung Z_H durch $\frac{E}{H}$, so ergeben sich die Kupferverluste zu

$$E_k = \varepsilon_k \cdot H \cdot \frac{E}{H} = \varepsilon_k \cdot E.$$

Die dem Transformator zugeführte Kilowatt-Stunde kostet wieder $\frac{\alpha}{\eta_L}$; die dem Kraftwerk für die Kupferverluste des Transformators entstehenden Kosten sind somit

$$K_k = \frac{\alpha \cdot \varepsilon_k \cdot E}{\eta_L}.$$

Wenn B wieder die jährlichen Kosten für die Leitungsverlegung ausmacht, wird unsere ganze Kostenformel folgendermaßen lauten:

$$K = B + \frac{a \cdot \beta \cdot H}{\eta_L \cdot \eta_T} + \frac{z \cdot \varepsilon_e \cdot \alpha \cdot H}{\eta_L} + \frac{\alpha \cdot E}{\eta_L} + \frac{\alpha \cdot \varepsilon_k \cdot E}{\eta_L}.$$

Durch Zusammenfassung der Glieder mit H und E erhalten wir

$$K = B + H \cdot \left[\frac{a \cdot \beta}{\eta_L \cdot \eta_T} + \frac{z \cdot \varepsilon_e \cdot \alpha}{\eta_L}\right] + E \cdot \alpha \left[\frac{1 + \varepsilon_k}{\eta_L}\right] \quad \text{. . .M/Jahr 12)}$$

Der Charakter der Kostenformel bleibt bestehen, es ändern sich nur entsprechend den Eisen- und Kupferverlusten die Klammerausdrücke, welche für den bestimmten Fall nur konstante Werte enthalten.

Betrachten wir als Beispiel wieder den S. 29 behandelten Fall, daß der Konsument eine Höchstleistung von 500 KW bei einer Phasenverschiebung von cos $\varphi = 0{,}8$ benötige. Die Übertragung geschehe wieder durch eine 10 km lange Fernleitung mit Kupferdrähten von 10 qmm Querschnitt bei einer verketteten Spannung von 15 000 Volt zwischen zwei Phasen der Drehstromleitung. Am Ende dieser Leitung sei aber jetzt ein Transformator angeschlossen und der Konsument beziehe seinen Strom niederspannungsseitig.

Die Daten des 500 KW-Transformators seien folgende:

Kupferverluste bei Vollast $v_k = 10$ KW; also $\varepsilon_k = 0{,}02$
Eisenverluste $v_e = 3$ KW; „ $\varepsilon_e = 0{,}006$
Gesamtverlust bei Vollast $v_T = 13$ KW; „ $\eta_T = 0{,}974$

Für die Leitungsanlage erwachsen der Überlandzentrale wieder wie vorher jährliche feste Kosten im Betrage von

$$B = 2500 \text{ Mark.}$$

Es sei dabei vorausgesetzt, daß die Transformatorenstation mit Einrichtung durch den Konsumenten gestellt werde.

Wenn der Belastungsfaktor wieder $\beta = 0{,}60$ beträgt und der Wirkungsgrad der Leitung $\eta_L = 0{,}942$ ist, so ist der im Kraftwerk entstehende Anteil an der Maschinenleistung

$$\frac{H \cdot \beta}{\eta_L \cdot \eta_T} = \frac{500 \cdot 0{,}60}{0{,}942 \cdot 0{,}974} = 328 \text{ KW.}$$

Da 1 KW-Maschinenleistung im Kraftwerk a = 21 Mark jährlich kostet, sind die für den Konsumenten aufzuwendenden Maschinenkosten

$$\frac{a \cdot H \cdot \beta}{\eta_L \cdot \eta_T} = \frac{21 \cdot 500 \cdot 0{,}60}{0{,}942 \cdot 0{,}974} = 6860 \text{ Mark.}$$

Die Eisenverluste betragen bei dem 500 KW-Transformator 3 KW. Die elektrische Energie muß jederzeit zur Verfügung stehen, infolgedessen ist der Transformator das ganze Jahr hindurch dauernd eingeschaltet, also z = 8760 Stunden. Die Eisenverluste betragen dann im Jahr

$$v_e = 3 \text{ KW} \cdot 8760 \text{ St.} = 26\,280 \text{ KW-St.}$$

Die beweglichen Kosten betrugen im Kraftwerk

$$\alpha = 3 \text{ Pfg. pro KW-St.}$$

Infolge der Leitungsverluste betragen sie für die am Ende der Leitung dem Transformator zugeführte Energie

$$\frac{\alpha}{\eta_L} = \frac{3}{0{,}942} = 3{,}19 \text{ Pfg. pro KW-St.}$$

Die Eisenverluste verursachen daher Gesamtunkosten im Betrage von

$$\frac{8760 \cdot v_e \cdot \alpha}{\eta_L} = \frac{8760 \cdot 26\,280 \cdot 0{,}03}{0{,}942} = 840 \text{ Mark.}$$

Die gesamten festen Kosten sind:

$$B + \frac{a \cdot H \cdot \beta}{\eta_L \cdot \eta_T} + \frac{8760 \cdot \varepsilon_e \cdot \alpha \cdot H}{\eta_L} = 10\,200 \text{ Mark.}$$

Zu den Verlusten in der Leitung bewirken die Kupferverluste im Transformator eine weitere Erhöhung der Kosten für die nutzbar abgegebene Kilowatt-Stunde, so daß diese hinter dem Transformator gemessen kostet

$$\frac{\alpha}{\eta_L} \cdot (1 + \varepsilon_k) = \frac{3 \cdot (1 + 0{,}02)}{0{,}942} = 3{,}25 \text{ Pfg. pro KW-St.}$$

Die Gesamtkosten für eine beliebige Energieabnahme E sind daher

$$K = 10\,200 + 0{,}0325 \cdot E \text{ ..... M./Jahr.}$$

Betrachten wir nun die graphische Darstellung dieses Falles in Fig. 7. Zunächst werden sich die Verhältnisse genau so darstellen wie in Fig. 6. Entsprechend den jährlichen Ausgaben für die Zuleitung ist auf der Ordinatenachse der Abschnitt B abzutragen. Hinzu addiert sich der Maschinenanteil, der jetzt

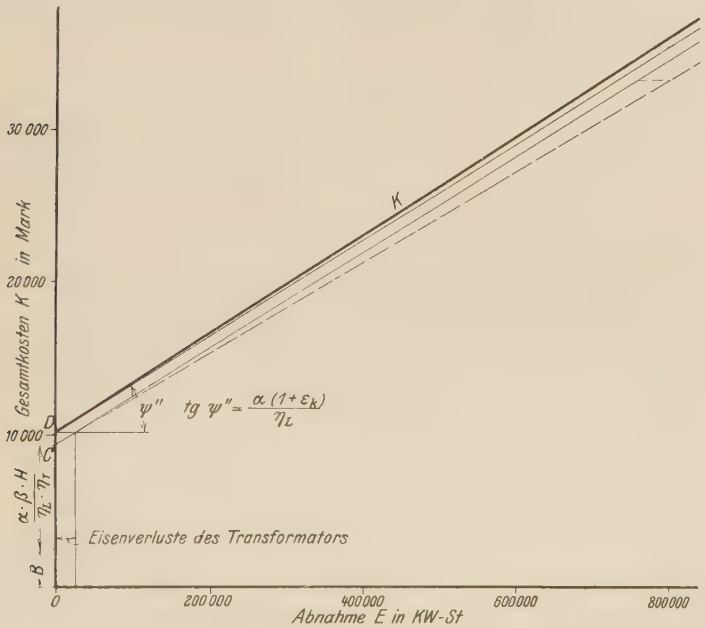

Fig. 7. Selbstkosten hinter dem Transformator.

gegenüber dem früheren Beispiel noch entsprechend dem Wirkungsgrad des Transformators vergrößert ist. Die vom Punkte C ausgehende dünn ausgezogene Linie unter einem Winkel, dessen tg gleich $\frac{\alpha}{\eta_L}$ ist, würde dann die Kosten für die am Ende der Leitung hochspannungsseitig zur Verfügung stehenden Kilowatt-Stunden angeben. Der Transformator verbraucht entsprechend seinen Eisenverlusten 26 280 KW-St. für sich selbst, diese sind also von der gesamten gelieferten Energie abzuziehen. Ziehen wir durch den Endpunkt der zu 26 280 KW-St. gehörigen Ordinate eine Parallele

zur Abszissenachse, so entspricht der Abschnitt C D auf der Ordinatenachse den Kosten für die Eisenverluste. Die Parallele vom Punkt D zu der Kostenkurve von Punkt C aus würde die Kosten für die hochspannungsseitig nutzbar zur Verfügung stehende Energie angeben. Vergrößern wir nun noch den Neigungswinkel dieser Linie entsprechend den Kupferverlusten im Transformator um 2 %, so ist die stark ausgezogene Linie die Kostenkurve für den angeführten Fall.

Es sei noch besonders darauf aufmerksam gemacht, daß, wie die graphische Darstellung es auch klar und deutlich zeigt, die zur Deckung der Eisenverluste zu liefernden Kilowatt-Stunden nur zum Erzeugungspreis $\frac{\alpha}{\eta_L}$ in Anrechnung zu bringen sind. In der Praxis wird leider oft der Fehler gemacht, daß die Eisenverluste zum Durchschnittspreis berechnet werden. Da der Durchschnittspreis immer erheblich über den lediglich um die Leitungsverluste vergrößerten direkten Betriebskosten für die Kilowatt-Stunde liegt, so werden bei dieser Berechnungsart die dem Kraftwerk durch die Leerlaufsverluste der Transformatoren entstehenden Kosten ganz erheblich überschätzt.

In landwirtschaftlichen Betrieben wird die Elektrizität zu Dreschzwecken meist nur eine verhältnismäßig kurze Zeit im Jahr gebraucht. Da die Dreschleistung aber die bei weitem größte benötigte Leistung darstellt und der übrige Bedarf verhältnismäßig gering dagegen ist, so stellte man früher vielfach zwei Transformatoren, und zwar einen kleinen Transformator für den dauernden Licht- und Kleinkraftbedarf und einen großen Zusatztransformator lediglich zur Bewältigung der Dreschleistung auf. Um die Eisenverluste des großen Transformators zu sparen, wurde dieser nur während der kurzen Zeit der Dreschperiode eingeschaltet, während für die übrige Zeit der kleine Transformator genügte. Diese Maßnahme, die auf den ersten Blick entschieden etwas Bestechendes für sich hat, wird doch in vielen Fällen und zwar dann, wenn die direkten Erzeugungskosten der Kilowatt-Stunde verhältnismäßig niedrig sind, durchaus nicht immer am Platz sein, wie folgendes Beispiel zeigen mag.

Ein Gut habe einen jährlichen Verbrauch von ca. 8000 KW-St., welche für Dresch-, Kleinkraft- und Lichtzwecke gebraucht werden.

Während der Dreschperiode werde eine Leistung von 30 Kilowatt benötigt, während zu den übrigen Zeiten des Jahres die Höchstleistung 5 Kilowatt ist. In dem Falle, daß nun, um die Eisenverluste des großen Transformators zu sparen, zwei Transformatoren, und zwar einer von 5 KW und ein Zusatztransformator von 25 KW aufgestellt werden, würden sich die Gesamtkosten ungefähr wie folgt ergeben.

Anlagekosten:

Transformatorenhaus für 2 Transformatoren	ca. 2000	Mark
Schalteinrichtung für 2 Transformatoren . .	„ 2000	„
1 Transformator 25 KW	„ 1200	„
1 Transformator 5 KW	„ 750	„
Gesamtkosten	ca. 5950	Mark

Verzinsung, Abschreibung, Reparaturen zus. 10 % = 595 Mark.

Die Transformatoren haben folgende Daten:

Transformatorleistung	25 KW	5 KW
Eisenverlust	350 Watt	110 Watt
Kupferverlust bei Vollast	660 „	165 „
Gesamtverlust des Transformators	1010 „	275 „
Wirkungsgrad des Transformators	0,962	0,948.

Bei einem Belastungsfaktor von $\beta = 0{,}25$, wie er für landwirtschaftliche Betriebe ungefähr eintrifft, und einem Leitungswirkungsgrad von $\eta_L = 0{,}94$ würden der in den vorigen Beispielen behandelten Überlandzentrale Gesamtkosten für Maschinenleistung entstehen von

$$\frac{a \cdot \beta}{\eta_L} \cdot \left(\frac{H_1}{\eta_{T_1}} + \frac{H_2}{\eta_{T_2}} \right) = 175 \text{ Mark.}$$

Da der 5 KW-Tansformator das ganze Jahr, also 8760 Stunden lang, eingeschaltet ist, beträgt sein Leerlauf 965 KW-St. Der 25 KW-Transformator sei nur während 400 Stunden zur Zeit der Dreschperiode eingeschaltet, sein Leerlauf beläuft sich dann auf 140 KW-St. Die Gesamtleerlaufsverluste betragen also 1105 KW-St.

Der große Transformator sei während seiner 400-stündigen Arbeitszeit mit durchschnittlich 60 % belastet, so daß durch ihn insgesamt 6000 KW-St. abgegeben werden, während der Rest

von 2000 KW-St. auf den kleinen Transformator entfällt. Die Kupferverluste betragen dann für den 25 KW-Transformator ca. 158 KW-St. und für den 5 KW-Transformator ca. 66 KW-St., so daß ein Gesamtkupferverlust in den Transformatoren von 224 KW-St. entsteht.

Die graphische Darstelleung nach Fig. 8 ergibt bei der nutzbaren Abnahme von 8000 KW-St. die Gesamtselbstkosten zum Betrage von ca. 1074 Mark.

Wäre nun im folgenden Falle statt der beiden Transformatoren nur ein Transformator für die Gesamtleistung von 30 KW zur Aufstellung gekommen, so würden sich folgende Verhältnisse ergeben

Anlagekosten:

Transformatorenhaus für einen Transformator . .	ca.	1500 Mark
Schalteinrichtung für einen Transformator	„	1500 „
1 Transformator von 30 KW Leistung	„	1300 „
Gesamtkosten	ca.	4300 Mark

Verzinsung, Abschreibung, Reparaturen zus. 10 % = 430 Mark.

Der Transformator hat folgende elektrische Daten:

Eisenverlust	390 Watt
Kupferverlust bei Vollast	760 „
Gesamtverlust des Transformators.	1150 „
Wirkungsgrad des Transformators.	0,963.

Infolge des etwa besseren Wirkungsgrades des einen größeren Transformators gegenüber den beiden kleineren Transformatoren sind die Gesamtkosten an Maschinenleistung im Kraftwerk eine Kleinigkeit geringer, sie betragen

$$\frac{a \cdot \beta \cdot H}{\eta_L \cdot \eta_T} = 174 \text{ Mark.}$$

Da der 30 KW-Transformator das ganze Jahr hindurch, gleich 8760 Stunden lang eingeschaltet ist, beträgt sein Eisenverlust 3420 KW-St.

Bei der Abgabe von 8000 KW-St. ist die Benutzungsziffer 267 Stunden, demgemäß ergibt sich der Kupferverlust des Transformators zu ca. 203 KW-St.

Die graphische Darstellung für diesen Fall ist ebenfalls in Fig. 8 eingetragen, und es ergibt sich danach für die nutzbare Abgabe von 8000 KW-St. ein Selbstkostenbetrag von ca. 982 Mark.

Trotz der recht beträchtlichen Vergrößerung der Eisenverluste sind die Gesamtkosten für diesen letzten Fall doch noch um 92 Mark geringer, weil infolge der teureren Einrichtung bei 2 Transformatoren mit ganz wesentlich höheren jährlichen festen Kosten für die Transformatorenstation zu rechnen ist und diese die Mehrausgaben für die Eisenverluste erheblich übertreffen.

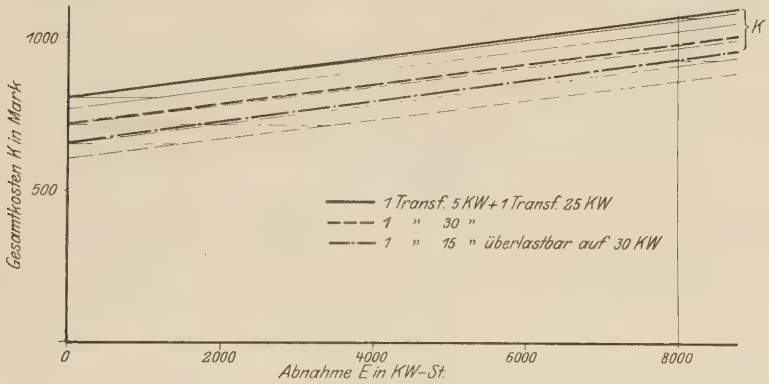

Fig. 8. Selbstkosten der Überlandzentrale für verschiedene Transformatoren.

Neuerdings bringen infolge der Überlandzentralenbewegung einige Firmen für die Überlandzentralen besonders geeignete Transformatorentypen auf den Markt, welche sehr geringe Eisenverluste haben und ca. 12 Stunden lang um 100 % überlastbar sind, wenn eine 12 stündige Belastung mit normaler Last vorangegangen ist. Bei der hundertprozentigen Überlastung sind allerdings die Kupferverluste bedeutend größer als bei den normalen Typen, und der Transformator arbeitet mit entsprechend schlechterem Wirkungsgrad, aber da wir bei den landwirtschaftlichen Betrieben der Überlandzentralen nur mit einer geringen Zeit der Vollbelastung zu rechnen haben, so ist der Einfluß nicht bedeutend.

Würde für das vorige Beispiel ein derartiger um 100 % überlastbarer Transformator genommen, so würde sich die Berechnung der Selbstkosten folgendermaßen gestalten.

Anlagekosten:

Transformatorenhaus für 1 Transformator . . .	ca. 1500 Mark
Schalteinrichtung für 1 Transformator	„ 1500 „
1 Transformator von 15 KW Normalleistung, während 12 Stunden auf 30 KW überlastbar ..	1280 ..
Gesamtkosten	ca. 4280 Mark

Verzinsung, Abschreibung, Reparaturen zus. 10 % = 428 Mark.

Der Transformator hat folgende elektrische Daten:

Eisenverlust	160 Watt
Kupferverlust bei 15 KW Last	505 „
„ „ 30 KW „	2020 „
Gesamtverlust „ 15 KW „	665 „
„ „ 30 KW „	2180 „
Wirkungsgrad „ 15 KW „	0,958
„ „ 30 KW „	0,934.

Die Gesamtkosten für die Maschinenleistung im Kraftwerk betragen bei 30 KW Höchstleistung

$$\frac{a \cdot \beta \cdot H}{\eta_L \cdot \eta_T} = 180 \text{ Mark.}$$

Zur Deckung der Eisenverluste für die 8760 Stunden des Jahres sind 1400 KW-St. erforderlich.

Falls die ganze Abnahme von 8000 KW-St. bei der Maximalleistung von 30 KW übertragen würde, würde der größtmögliche Kupferverlust mit 540 KW-St. eintreten.

Aus Fig. 8, in welcher auch dieser 3. Fall noch eingetragen ist, ergeben sich für die Gesamtabgabe von 8000 KW-St. die Selbstkosten zu 932 Mark. Es treten also gegenüber der Aufstellung eines Transformators des normalen Typs weitere Minderkosten von 50 Mark ein, so daß also für den vorliegenden Fall die Aufstellung eines Transformators des Spezialtyps das Zweckmäßigste ist.

Infolge der erhöhten Kupferverluste bei dem Transformator des Spezialtyps hat die Selbstkostenkurve allerdings eine stärkere Neigung als bei dem Transformator des Normaltyps, und bei einer gewissen Benutzungsziffer würden die beiden Selbstkostenkurven sich schneiden und von dieser Abnahme an die Aufstellung eines

Transformator des Normaltyps empfehlenswerter werden. Die Konvergenz der beiden Kurven ist allerdings nicht sehr beträchtlich. Für den vorliegenden Fall würde der Schnittpunkt erst bei einer Abnahme von ungefähr 60 000 KW-St. eintreten, entsprechend einer Benutzungsziffer von 2000, welche für rein landwirtschaftliche Betriebe jedenfalls ausgeschlossen ist.

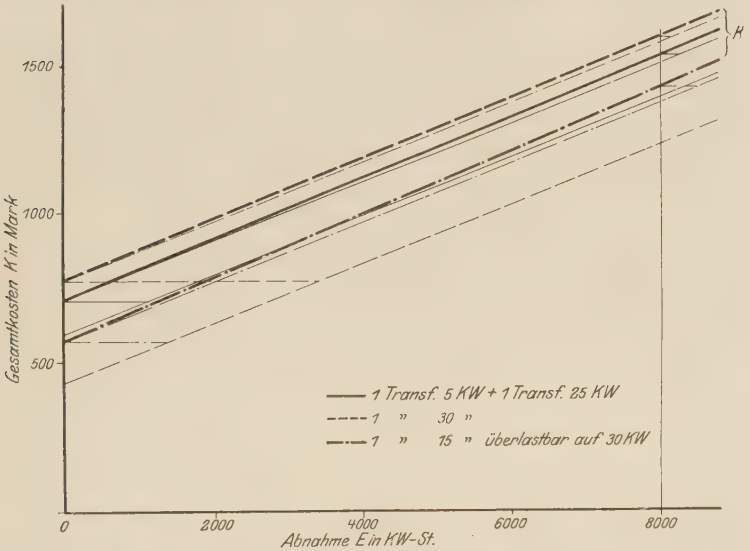

Fig. 9. Selbstkosten des Großabnehmers für verschiedene Transformatoren.

Es sei noch erwähnt, daß zu einem vollständigen Bild der Selbstkosten auch die Kosten für die Zuleitung mit berücksichtigt werden müßten. Die jährlichen Kosten hierfür sind aber in allen drei Fällen dieselben und konnten im vorliegenden Falle unberücksichtigt bleiben, da nur die in der Gesamtheit billigere Anordnung bestimmt werden sollte.

Wesentlich anders stellt sich allerdings der Fall, wenn z. B. der Gutsbesitzer selbst als Großabnehmer auftritt und die Elektrizität hochspannungsseitig bezieht. Da in solchen Fällen meist noch der gewöhnliche Zählertarif im Gebrauch ist, und einfach jede abgegebene KW-St. zu einem bestimmten Preis, z. B. 10 Pfg. berechnet wird, so üben die Eisenverluste der Transformatoren

hier einen wesentlich größeren Einfluß aus, da die gesamten zur Deckung der Eisenverluste aufzuwendenden KW-St. zu demselben Satze von 10 Pfg. pro KW-St. einzusetzen sind.

Fig. 9 gibt die Kostenkurve für die drei oben behandelten Fälle bei einem Einkaufspreis von 10 Pfg. pro KW-St. an. Wie wir sehen, fällt die Aufstellung eines Transformators des Normaltyps infolge der sehr beträchtlichen Kosten für die Leerlaufsverluste als zu teuer heraus. Das Billigste für diesen Fall ist ebenfalls noch die Aufstellung eines Transformators des Spezialtyps. Wir sehen aber, daß die Konvergenz mit der Kostenlinie für eine Transformatorenstation mit 2 Transformatoren schon erheblich stärker ist. Der Schnittpunkt würde ungefähr bei einer nutzbaren Abnahme von 25 000 KW-St. eintreten.

5. Selbstkosten an einer beliebigen Stelle des allgemeinen Netzes.

In den vorher behandelten Fällen haben wir den Konsumenten, der eine besondere nur von ihm allein benutzte Zuleitung brauchte, selbstverständlich mit den gesamten jährlichen Kosten hierfür belastet. Wesentlich anders liegen nun die Verhältnisse, wenn der Konsument, wie es fast immer eintritt, an das schon bestehende, auch andere Abnehmer versorgende allgemeine Leitungsnetz angeschlossen wird. Ist die Leistung des Neukonsumenten nicht sehr groß, und gebraucht er nicht zu weit vom Kraftwerk entfernt die Elektrizität, so wird sich in den meisten Fällen der Anschluß ohne irgendeine Veränderung an dem bisherigen Leitungsnetz bewerkstelligen lassen. Trotzdem wäre es aber falsch, wenn der Neukonsument nicht mit einem Anteil an der Leitung belastet würde; denn jeder Abnehmer nimmt von dem Gesamtquerschnitt der Leitung einen ganz bestimmten Teil nur für sich allein in Anspruch, und es ist daher nicht mehr als recht und billig, daß er auch die Kosten für das ausschließlich zu seinem Gebrauch benötigte Leitungsmaterial trägt. Wenn der Querschnitt vorher reichlich verlegt wurde, so schmälert der Neukonsument immerhin diese Reserve für zukünftige Abnehmer; reichte der Querschnitt gerade vorher noch aus, so ist jetzt eine Verstärkung der Leitung erforderlich. Die Verhältnisse bei der Leitung liegen also ganz ähnlich wie bei der

Maschinenvergrößerung im Kraftwerk (S. 12); es muß daher auch bei der Leitung unbedingt für die Zukunft gesorgt werden. Wenn zwar auch in vielen Fällen eine sofortige Verstärkung der Leitung nicht erforderlich ist, so ist doch zu bedenken, daß bei den langjährigen Verträgen mit Großkonsumenten eine spätere Verstärkung erforderlich sein kann, wodurch dann das Elektrizitätswerk zu einem jährlichen Zuschuß gezwungen würde, wenn vorher bei der Tarifberechnung der Verstärkungsanteil nicht berücksichtigt wurde.

Die durch den Neukonsumenten für die Leitungsanlage entstehenden Mehrkosten beschränken sich nun allein auf die Querschnittsverstärkung und die durch die Verlegung stärkerer Drähte aufzuwendenden Mehrkosten für Montage, da Maste und Isolatoren für die verschiedenen Leitungsquerschnitte fast immer dieselben bleiben. Es ist also nur der direkte Anteil an Leitungsmaterial einschließlich Mehrmontagekosten bei der Aufstellung der Selbstkosten für Neukonsumenten zu berücksichtigen. Treten besondere Fälle ein, z. B. wenn die Verstärkungen so groß werden, daß mehrere Leitungen gezogen werden müssen, so ist es selbstverständlich, daß dann die entsprechenden Mehrkosten für die neuen Isolatoren ebenfalls von dem Neukonsumenten zu tragen sind.

Es wurde schon oben erwähnt, daß nicht nur die direkt notwendig werdende Verstärkung der Leitung von dem Konsumenten zu tragen ist, sondern der ganze seiner Inanspruchnahme entsprechende Teil des Leitungsmaterials. Die einfache Berechnung der Verstärkung auf Grund des vorhandenen Leitungsnetzes ist also nicht angängig.

Jede Leitung läßt sich allgemein für die wirtschaftlichsten Werte von Spannungsabfall, Energieverluste und Querschnitt berechnen[1]). Für Überlandzentralen spielt nun die größte Rolle der zulässige Spannungsabfall. Dieser darf eine untere Grenze von meist ca. 5 % in der Fernleitung nicht überschreiten, da sonst bei Belastungsschwankungen das Licht unruhig brennen würde, und auch mit sinkender Spannung das Drehmoment der Motoren nachläßt. Der Ausweg, einen größeren Spannungsabfall durch

[1]) Majerczik: Die Berechnung elektrischer Freileitungen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten, S. 34.

Regulierungseinrichtungen wieder aufzuheben, ist bei Überlandzentralen nicht gangbar, da dann jede Transformatorenstation mit diesen teuren Reguliereinrichtungen versehen werden müßte und außerdem noch eine Bedienung jeder Station erforderlich würde. Wenn die untere Grenze von ca. 5 % Spannungsabfall eingehalten wird, sind die Energieverluste in der Leitung nicht mehr so beträchtlich, daß sie auf die Wahl des Leitungsquerschnittes einen großen Einfluß haben könnten. Die Querschnitte der Fernleitungen sind also lediglich so zu bemessen, daß am Ende der Leitung der zulässige Spannungsabfall nicht überschritten wird. Die Querschnittsabstufungen der Leitungen sind dabei so auszuführen, daß man mit einem Minimum an Leitungsmaterial auskommt.

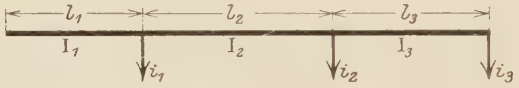

Fig. 10.

Bei mehreren Abnehmern auf einer Leitungsstrecke gemäß Fig. 10 berechnet sich bekanntlich der Ohmsche Spannungsabfall, wenn die einfache Leitungslänge l in Kilometern, der Leitungsquerschnitt q in Quadratmillimetern und der Strom i in Ampere eingesetzt wird und ρ der spezifische Widerstand des Leitungsmaterials pro Meter ist, nach der Formel

$$e = 1000 \cdot \rho \cdot \left(\frac{l_1}{q_1} (i_1 + i_2 + i_3 + \ldots) + \frac{l_2}{q_2} \cdot (i_2 + i_3 + \ldots) + \frac{l_3}{q_3} (i_3 + \ldots) + \ldots \right) \ldots \text{Volt pro Draht} \quad 13)$$

Das Gewicht an Leitungsmaterial beträgt für dieselbe Leitung

$$G = \mu \cdot (l_1 \cdot q_1 + l_2 \cdot q_2 + l_3 \cdot q_3 + \ldots) \ldots . \text{ kg pro Draht} \quad 14)$$

Hierbei ist μ das spezifische Gewicht des betreffenden Leitungsmaterials.

Die Leitungsquerschnitte q_1, q_2 usw. sind nun, wie oben erwähnt, so zu wählen, daß für den bekannten Spannungsabfalle das Gewicht des Leitungsmaterials G ein Minimum wird.

Wir haben hier eine bedingte Minimumaufgabe zu lösen, da das Gewicht G von beliebig vielen Querschnitten q abhängt, diese aber unter sich wieder der Gleichung 13) genügen müssen. Nach der Koeffizienten-Methode von Lagrange bildet man zur Lösung der Aufgabe durch partielle Differentiation die beiden Gleichungen

$$f'(x) + \lambda \cdot \varphi'(x) = 0$$

und

$$f'(y) + \lambda \cdot \varphi'(y) = 0.$$

Differenzieren wir im vorliegenden Fall die beiden Gleichungen 13) und 14) partiell nach q_1 und q_2, so erhalten wir entsprechend den Lagrangeschen Formeln folgende Gleichungen:

$$\mu \cdot l_1 \cdot dq_1 - \frac{\lambda \cdot 1000 \cdot \rho \cdot l_1 (i_1 + i_2 + i_3 + \ldots)}{{q_1}^2} \cdot dq_1 = 0$$

und

$$\mu \cdot l_2 \cdot dq_2 - \frac{\lambda \cdot 1000 \cdot \rho \cdot l_2 \cdot (i_2 + i_3 + \ldots)}{{q_2}^2} \cdot dq_2 = 0.$$

Durch Division der beiden Gleichungen durch einander eliminieren wir λ und erhalten nach einigen Umformungen die Bedingungsgleichung für das Materialminimum

$$\frac{q_1}{q_2} = \frac{\sqrt{(i_1 + i_2 + i_3 + \ldots)}}{\sqrt{(i_2 + i_3 + \ldots)}}$$

Bezeichnen wir den Gesamtstrom, der den Querschnitt q_1 durchfließt, mit I_1 und den q_2 durchfließenden Strom mit I_2 usw., ist also

$$I_1 = i_1 + i_2 + i_3 + \ldots$$

und

$$I_2 = i_2 + i_3 + \ldots$$

so schreibt sich obige Proportion in der Form

$$\frac{q_1}{q_2} = \frac{\sqrt{I_1}}{\sqrt{I_2}}.$$

Bei Durchführung derselben Berechnung in gleicher Weise für sämtliche anderen Querschnitte ergibt sich folgender Satz für die Bedingung des Materialminimums bei einem bestimmten Spannungsabfall am Ende der Leitung:

„Die Einzelquerschnitte müssen sich zueinander verhalten wie die Wurzeln aus den sie durchfließenden Strömen."

Die allgemeine Formel für das Kupferminimum lautet dann:

$$q_1 : q_2 : q_3 \ldots = \sqrt{I_1} : \sqrt{I_2} : \sqrt{I_3} \quad \ldots\ldots \quad 15)$$

Wenn man genau nach dieser Bedingung die Leitung ausführt, so wird man mit dem Anschluß jedes Neukonsumenten ein größeres Gesamtleitungsgewicht benötigen. Die Differenz gegenüber dem Leitungsgewicht vor Anschluß des Neukonsumenten ist also bei der Aufstellung der Selbstkosten für den Konsumenten diesem anzurechnen. Wir sehen, das Verfahren ist hier dasselbe, wie wir es vorher bei der Vergrößerung der Maschinenleistung durch den Neukonsumenten angewandt haben. Wie wir bei der Bestimmung für die Mehrkosten der Maschinenleistung dazu übergingen, einen dem Bedarf des Konsumenten entsprechenden Anteil und nicht die tatsächlich notwendig werdende Vergrößerung diesem in Anrechnung zu bringen, so berechnen wir bei der Bemessung der Kosten für die Leitung dem Konsumenten die Differenz der theoretisch erforderlichen Materialminima, gleichgültig ob die Leitung zur Zeit des Anschlusses tatsächlich verstärkt werden muß oder nicht.

Bei Überlandzentralen gehen fast ausnahmslos vom Kraftwerk mehrere Hauptstränge strahlenförmig aus, welche sich dann bei weiterem Vordringen in das Versorgungsgebiet immer mehr verzweigen und verästeln. Aus Betriebsrücksichten sorgt man dafür, daß in verschiedener Entfernung vom Kraftwerk wiederholt die sich nahekommenden Abzweige der verschiedenen Hauptleitungen verbunden werden, um so durch Schließung eines Ringes die Möglichkeit der Speisung von zwei Seiten aus zu haben. Im allgemeinen wird man aber während des normalen Betriebes den Ring an der Verbindungsstelle nicht wirklich schließen, sondern ihn geöffnet halten, da sonst bei einer Betriebsstörung gleich beide Hauptleitungen außer Betrieb gesetzt würden. Es wird deshalb nur die Möglichkeit des Ringschlusses vorgesehen, um im anormalen Bedarfsfalle einen Teil des gestörten Leitungsstranges von dem anderen Leitungsstrang aus speisen zu können. Für die Berechnung der Querschnitte ist daher in den meisten Fällen nur die durchgehende Hauptleitung, an welcher mehr oder weniger große Abzweigungen angeschlossen sind, zu betrachten. Diese Hauptleitung ist dann so auszuführen, daß am äußersten Ende ein bestimmter Spannungsabfall nicht überschritten wird.

Die Abzweigungen können für die Berechnung des Leitungsminimums fast immer vernachlässigt werden, da sie verhältnismäßig kurz sind und man aus mechanischen Rücksichten die Leitungen erheblich reichlicher ausführt, als es für die bei der hohen Spannung der Fernleitungen recht geringen Ströme erforderlich ist.

Zur zahlenmäßigen Berechnung des Kupferminimums gehen wir von den Hauptgleichungen 13) und 14) für Spannungsabfall und Leitungsmaterialgewicht aus und formen sie durch Einführung der Bedingungsgleichung 15) für das Kupferminimum so um, daß in ihnen außer den konstanten Werten nur die Längen l und die Ströme I vorkommen.

Aus Formel 15) ergibt sich

$$q_2 = q_1 \cdot \frac{\sqrt{I_2}}{\sqrt{I_1}}$$

und

$$q_3 = q_1 \cdot \frac{\sqrt{I_3}}{\sqrt{I_1}} .$$

Gleichung 13) geht dann über in

$$e = 1000 \cdot \rho \cdot \frac{\sqrt{I_1}}{q_1} \cdot \left[l_1 \cdot \sqrt{I_1} + l_2 \cdot \sqrt{I_2} + l_3 \cdot \sqrt{I_3} + \ldots\right].$$

Da der maximal zulässige Spannungsabfall e bekannt ist, so können wir aus obiger Formel den unbekannten Querschnitt q_1 berechnen

$$q_1 = 1000 \cdot \frac{\rho}{e} \cdot \sqrt{I_1} \cdot \left[l_1 \cdot \sqrt{I_1} + l_2 \cdot \sqrt{I_2} + l_3 \cdot \sqrt{I_3} + \ldots\right] \ldots \text{qmm 16)}$$

Die weiteren Querschnitte q_2, q_3 usw. lassen sich dann gemäß Formel 15) berechnen.

Das Leitungsgewicht für die Gesamtlänge ist nach Formel 14)

$$G = \mu \cdot \left[l_1 \cdot q_1 + l_2 \cdot q_2 + l_3 \cdot q_3 + \ldots\right].$$

Durch Einsetzen der oben errechneten Werte für die einzelnen Querschnitte ergibt sich

$$G = 1000 \cdot \frac{\mu \cdot \rho}{e} \left[l_1 \cdot \sqrt{I_1} + l_2 \cdot \sqrt{I_2} + l_3 \cdot \sqrt{I_3} + \ldots\right]^2 \ldots \text{pro Draht 17)}$$

Bezeichnen wir die Summen der einzelnen Glieder in der Klammer zum bequemeren Ausdruck mit dem Summenzeichen, also

$$\Sigma\,(l\cdot\sqrt{I}) = l_1\cdot\sqrt{I_1} + l_2\cdot\sqrt{I_2} + l_3\cdot\sqrt{I_3} + \ldots,$$

so schreibt sich Formel 17) in der einfachen Form

$$G = 1000\cdot\frac{\mu\cdot\rho}{e}\cdot\left[\Sigma\,(l\cdot\sqrt{I})\right]^2 \ldots\ldots \text{ kg pro Draht} \quad 17a)$$

In ähnlicher Weise, wie die Menge des Leitungsmaterials bestimmt wurde, läßt sich auch der Energieverlust in den Leitungen berechnen. Der Gesamtenergieverlust ist bekanntlich

$$v = \rho\cdot\left[\frac{l_1}{q_1}\cdot(i_1 + i_2 + i_3 + \ldots)^2 + \frac{l_2}{q_2}\cdot\right.$$

$$\left.\cdot\,(i_2 + i_3 + \ldots)^2 + \frac{l_3}{q_3}\cdot(i_3 + \ldots)^2 + \ldots\right],$$

oder

$$v = \rho\cdot\left[\frac{l_1}{q_1}\cdot I_1^2 + \frac{l_2}{q_2}\cdot I_2^2 + \frac{l_3}{q_3}\cdot I_3^2 + \ldots\right]$$

Werden in gleicher Weise wie früher die Werte für die dem Materialminimum entsprechenden Querschnitte eingesetzt, so ergibt sich schließlich die Formel

$$v = \frac{e}{1000}\cdot\frac{\Sigma\,(l\cdot\sqrt{I^3})}{\Sigma\,(l\cdot\sqrt{I})} \ldots\ldots\ldots \text{ KW pro Draht} \quad 18)$$

Für die direkte Selbstkostenbestimmung sind nur die Ermittelung der Menge des Leitungsmaterials und des Verlustes von Wichtigkeit. Da sich aber in einfacher Weise die theoretischen Querschnitte für die ganze Leitungsstrecke berechnen lassen und die Kenntnis der Veränderung der theoretischen Querschnitte durch Neuanschlüsse für die Betriebsleitung sehr wichtig ist, so empfiehlt es sich, die einzelnen Querschnitte für jeden Ort mit auszurechnen. Formel 16) für den Anfangsquerschnitt lautet nach Einführung des Summenzeichens

$$q_1 = \frac{\rho}{e}\cdot\sqrt{I_1}\cdot\Sigma\,(l\cdot\sqrt{I}) \ldots\ldots\ldots\ldots \text{ qmm} \quad 16a)$$

Ferner hat die Kenntnis der Spannungsverhältnisse auf der Strecke ein gewisses Interesse, da meistens die Transformatoren mit verschiedenen Anzapfungen der Hochspannungswicklung versehen sind, um trotz des Spannungsverlustes in der Hochspannungsleitung für die ganze Überlandzentrale dieselbe Niederspannung herstellen zu können. Der Ohmsche Spannungsabfall im ersten Stück der Leitung berechnet sich dann zu

$$e_1 = \frac{\rho \cdot l_1}{q_1} \cdot I_1 \ldots\ldots\ldots \text{Volt pro Draht} \quad 13a)$$

Da die Überlandzentralen heute ausschließlich mit Drehstrom betrieben werden, so seien im folgenden die Formeln unter Einsetzung der für diese Stromart sowie für Kupferleitungen maßgebenden Konstanten angegeben. In den Formeln ist einzusetzen:

e_{dr} = Spannungsabfall zwischen 2 Phasen, gemessen in Volt,
i = Strom in Amp.,
l = Länge der Leitungsstrecke (Dreifachleitung) in km,
q_{dr} = Leitungsquerschnitt jeder Phase in qmm,
ρ = 1/57 = spezifischer Widerstand des Kupfers,
G_{dr} = Gewicht der Dreifachleitung,
v_{dr} = Energieverlust in der Dreifachleitung,
μ = 8,9 = spezifisches Gewicht des Kupfers.

Der Spannungsabfall im ersten Leiterabschnitt ist dann

$$e_{dr_1} = 30{,}4 \cdot \frac{l_1 \cdot I_1}{q_1} \ldots\ldots\ldots \text{Volt (verkettet)} \quad 13b)$$

Der Leitungsquerschnitt jeder Phase am Anfang muß sein

$$q_{dr_1} = 30{,}4 \cdot \frac{\sqrt{I_1} \cdot \Sigma\,(l \cdot \sqrt{I})}{e_{dr}} \ldots\ldots\ldots \text{qmm} \quad 16b)$$

Das Gesamtkupfergewicht der 3 Leitungen wird

$$G_{dr} = 811 \cdot \frac{\left[\Sigma\,(l \cdot \sqrt{I})\right]^2}{e_{dr}} \ldots \text{kg pro Dreifachleitung} \quad 17b)$$

und der Gesamtverlust durch Stromwärme ergibt sich zu

$$v_{dr} = 1{,}73 \cdot e_{dr} \cdot \frac{\Sigma\,(l \cdot \sqrt{I^3})}{\Sigma\,(l \cdot \sqrt{I})} \ldots\ldots \text{KW pro Dreifachleitung} \quad 18a)$$

In Fig. 11 sei der Leitungsplan einer Überlandzentrale gegeben. Vom Kraftwerk gehen die drei Hauptleitungen I, II und III aus.

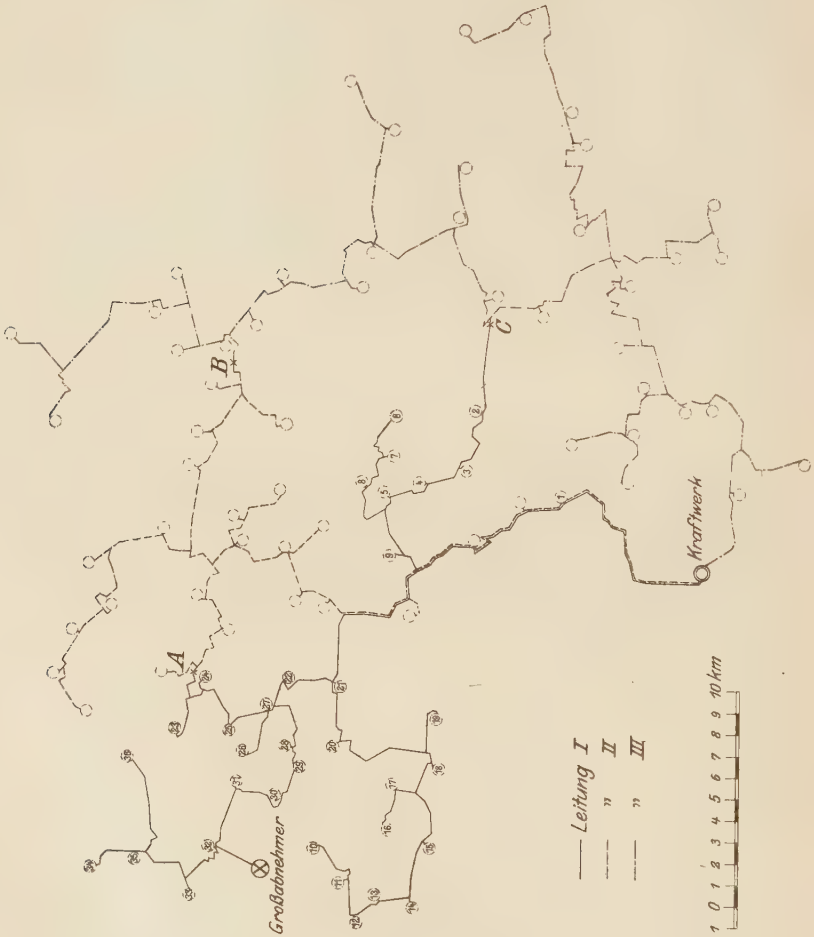

Fig. 11. Leitungsplan einer Überlandzentrale.

An den Stellen A und B besteht eine Verbindung zwischen den Leitungen I und II und an der Stelle C mit den Leitungen II und III. Diese Verbindungsstellen sind aber im normalen Betrieb

dauernd geöffnet, so daß die Netzberechnung so zu geschehen hat, als wenn kein Zusammenhang zwischen den einzelnen Leitungssträngen I, II und III bestände. Das Hochspannungsnetz der Überlandzentrale werde mit Drehstrom von 15 000 Volt verketteter Spannung betrieben, und es sei ein Spannungsabfall von 5% = 750 Volt maximal am Ende der Leitungen zuzulassen.

In Tabelle III sind die Abzweigströme angegeben, wie sie sich aus den Belastungen durch die einzelnen Ortschaften unter Berücksichtigung der maßgebenden Belastungsfaktoren ergeben.

Ferner sind die für die Berechnung des Gewichtes und der

Tabelle III.

Werte zur Berechnung des Gewichtes und der Verluste von Leitung I.

Ort	km	Amp.	I	$(l \cdot \sqrt{I})$	$(l \cdot \sqrt{I^3})$	q_{dr}	e_{dr}	Σe_{dr}
1	8	0,36	19,20	35,06	672,0	25,5	183,2	183,2
2—9	8	5,27	18,84	34,72	654,0	25,3	181,2	364,4
10—21	7	5,48	13,57	25,79	350,0	21,4	134,8	499,2
22	3	0,45	8,09	8,53	69,1	16,5	44,8	544,0
23—27	1	2,92	7,64	2,76	21,1	16,1	14,3	558,3
28	3	0,39	4,72	6,52	30,8	12,6	34,3	592,6
29	1	0,18	4,33	2,08	9,0	12,1	10,9	603,5
30	3	0,20	4,15	6,11	25,3	11,8	32,2	635,7
31	2	0,56	3,95	3,98	15,7	11,5	20,9	656,6
32	3	0,49	3,39	5,52	17,6	10,7	28,9	685,5
33	3	1,40	2,90	5,11	14,8	9,9	26,7	712,2
34—35	3	0,99	1,50	3,68	5,5	7,1	19,3	731,5
36	5	0,51	0,51	3,57	1,8	4,2	18,5	750,0
	50			143,43	1886,7			

Verluste der Leitung erforderlichen Werte zusammengestellt. In dem rechten Teil der Tabelle sind dann noch die theoretisch erforderlichen Querschnitte und die diesem entsprechenden Spannungsverluste berechnet.

Nach Formel 17b) berechnet sich das Gesamtkupfergewicht des Leitungsstranges I zu

$$G_I = \frac{811 \cdot 143{,}43^2}{750} = 22\,200 \text{ kg}.$$

Der Verlust beträgt gemäß Formel 18a)

$$v_I = 1{,}73 \cdot 750 \cdot \frac{1886{,}7}{143{,}43} = 17{,}07 \text{ KW}.$$

Der theoretische Anfangsquerschnitt ist nach Formel 16b)

$$q_{dr_1} = \frac{30{,}4 \cdot \sqrt{19{,}2} \cdot 143{,}43}{750} = 25{,}5 \text{ qmm.}$$

Aus dem Anfangsquerschnitt q_1 errechnen sich dann die weiteren Querschnitte nach Formel 15). Formel 13b) gibt den Spannungsabfall zwischen dem Kraftwerk und der Ortschaft 1 an zu

$$e_{dr_1} = \frac{30{,}4 \cdot 8 \cdot 19{,}2}{25{,}5} = 183{,}2 \text{ Volt (verkettet).}$$

Tabelle IV.

Werte zur Berechnung des Gewichtes und der Verluste von Leitung I nach dem Neuanschluß in

Ort	km	Amp.	I	$(l \cdot \sqrt{I})$	$(l \cdot \sqrt{I^3})$	q_{dr}	e_{dr}	Σe_{dr}
1	8	0,36	34,90	47,26	1648,0	52,0	163,0	163,0
2—9	8	5,27	34,54	47,02	1623,0	51,8	161,8	324,8
10—21	7	5,48	29,27	37,87	1107,0	47,6	130,9	455,7
22	3	0,45	23,79	14,61	348,0	43,0	50,4	506,1
23—27	1	2,92	23,34	4,83	112,7	42,5	16,8	522,9
28	3	0,39	20,42	13,56	277,2	39,8	46,8	569.7
29	1	0,18	20,03	4,48	89,7	39,4	15,4	585,1
30	3	0,20	19,85	13,35	265,0	39,2	46,2	631,3
31	2	0,56	19,65	8,86	174,1	39,1	30,6	661,9
32	3	0,49	19,09	13,11	250,0	38,5	45,2	707,1
×	—	15,70	18,60	—	—	—	—	—
33	3	1,40	2,90	5,11	14,8	15,0	17,6	724,7
34—35	3	0,99	1,50	3,68	5,5	10,8	12,7	737,4
36	5	0,51	0,51	3,57	1,8	6,3	12,3	749,7
				217,31	5916,8			

Die Spannungsverluste in den weiteren Leitungsstücken errechnen sich dann ebenfalls nach Formel 13b) unter Einsetzung der für die Leitungsstücke in Betracht kommenden Längen, Querschnitte und Ströme.

An der Stelle × bei Ortschaft 32 der Leitungsstrecke I komme nun ein Neukonsument hinzu, der eine Leistung von 500 KW bei einer Phasenverschiebung von $\cos \varphi = 0{,}8$ benötige. Die Art seines Fabrikbetriebes lasse einen Belastungsfaktor von $\beta = 0{,}60$ erwarten. Der zur Aufstellung gelangende Transformator habe

einen Wirkungsgrad von $\eta_T = 0{,}975$ und der Wirkungsgrad der Leitung werde geschätzt auf $\eta_L = 0{,}94$.

Die für das Kraftwerk und die Leitung in Betracht kommende Höchstleistung errechnet sich dann zu ca. 328 KW.

Der Leistung von 328 KW entspricht ein Benutzungsstrom des Neukonsumenten von

$$J = 15{,}7 \text{ Amp.}$$

In Tabelle IV sind wieder dieselben Werte wie in Tabelle III, jedoch unter Berücksichtigung des Neuanschlusses, zusammengestellt.

Das Gesamtkupfergewicht des Leitungsstranges I wird jetzt

$$G_{II} = \frac{811 \cdot 217{,}31^2}{750} = 51\,000 \text{ kg.}$$

Durch den Anschluß des Neukonsumenten entsteht also ein Mehrbedarf an Kupfer in der Leitungsstrecke von

$$G = G_{II} - G_I = 28\,800 \text{ kg.}$$

Der Gesamtverlust beträgt nach Formel 18a)

$$v_{II} = 1{,}73 \cdot 750 \cdot \frac{5916{,}8}{217{,}31} = 35{,}4 \text{ KW.}$$

Der durch den Neukonsumenten bedingte Verlust ist also

$$v = v_{II} - v_I = 18{,}33 \text{ KW.}$$

Um die gesamten Verluste für den Neukonsumenten zu bestimmen, sind zu diesen Verlusten im Hauptleitungsstrang dann natürlich noch die Verluste in seiner Stichleitung hinzu zu addieren. Wie aus der Tabelle IV hervorgeht, tritt bei dem Punkte × ein Spannungsabfall von 707,1 Volt ein; es bleiben also noch 42,9 Volt Spannungsabfall in der Stichleitung zur Verfügung, und diese ist entsprechend zu dimensionieren.

Zur Verlustberechnung wurde oben nur mit der im Kraftwerk für die Maschinenleistung maßgeblichen Leistung von 328 KW gerechnet, während früher (siehe Seite 30) bei eigener Leitung des Konsumenten für den in dieser Leitung entstehenden Verlust mit der ganzen Höchstleistung gerechnet wurde. Diese Änderung ist angebracht, da zur Zeit der ganzen Höchstleistung des Konsumenten ein großer Teil der anderen Konsumenten

des Leitungsstranges mit geringen Strömen die Leitung beanspruchen und daher, weil so ein größerer Teil des Leitungsquerschnittes für den Großkonsumenten gewissermaßen frei ist, die Verluste geringer ausfallen. Außerdem ist es, wie Majerczik nachgewiesen hat[1]), durchaus angängig, wenn ohne Rücksicht auf die Belastungskurve mit der mittleren Leistung für die Verlustbestimmung gerechnet wird, da der Fehler verhältnismäßig gering ist.

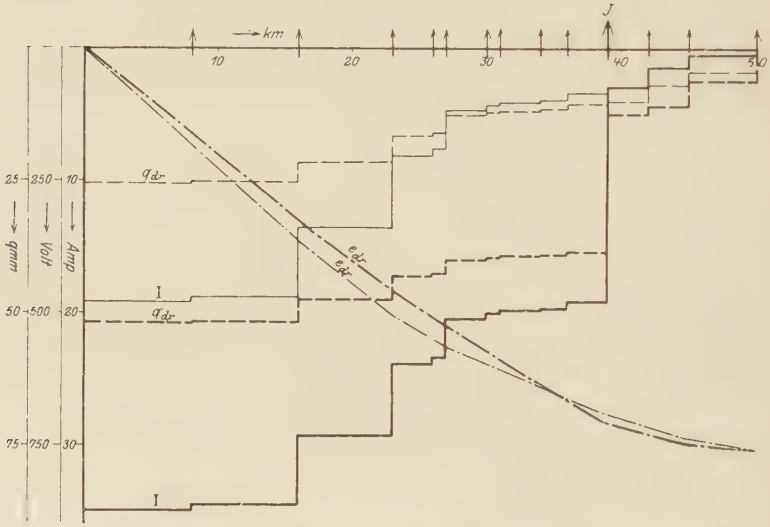

Fig. 12. Günstigste Querschnittsbemessung vor und nach dem Anschluß des Großabnehmers. (Nach den Tabellen III und IV.)

In Fig. 12 sind die Verhältnisse, wie sie sich aus den beiden Tabellen ergeben, zur besseren Übersicht graphisch aufgetragen. Die dünn ausgezogenen Linien gelten für Tabelle III, die stark ausgezogenen für Tabelle IV. Es ist besonders interessant zu sehen, daß infolge des Neuanschlusses nicht nur eine Verstärkung der Leitung bis zu diesem Anschluß, sondern auch darüber hinaus erforderlich wird. Es genügt also nicht, wenn vielleicht für den Neuabnehmer eine durchgehende gleichmäßige Verstärkung,

[1]) Majerczik: Die Berechnung elektrischer Freileitungen nach wirtschaftl. Gesichtspunkten, S. 26.

welche seinem Strom und dem Spannungsabfall von 750 Volt entspräche, gemacht würde, sondern die unter Einhaltung des Materialminimums wirklich notwendige Verstärkung wird größer, und zwar deshalb, weil an der Anschlußstelle ein geringerer Spannungsabfall als 750 Volt herrschen muß. Bei der nach der Bedingung des Materialminimums ausgeführten Leitungsverstärkung ergibt sich ein größerer Spannungsabfall an der Anschlußstelle als vorher, und es wird deshalb die Verstärkung der Querschnitte über die Anschlußstelle hinaus bis zum Ende der Leitung erforderlich. Die Verstärkung des Querschnittes ist an der Stelle × am stärksten und nimmt nach dem Kraftwerk und dem Ende zu ab.

Der errechnete Verlust wird in dem tatsächlichen Leitungsnetz voraussichtlich nicht ganz in der angegebenen Größe auftreten, da infolge der Einhaltung der Querschnittsnormalien für die Leitungsdrähte und mit Rücksicht auf weiteren Anschluß meist ein etwas reichlicherer Querschnitt verlegt wird, als dem Leitungsminimum entspricht. Da es aber bei dem weiteren Anschluß von Neukonsumenten wohl möglich ist, daß die Leitung vollständig ausgenutzt wird und also dann der Verlust tatsächlich eintritt, so ist es angebracht, den oben errechneten Verlust zugrunde zu legen.

Wir sehen, daß z. B. in dem obigen Fall die durch den Anschluß des Neukonsumenten verursachte notwendige Kupferverstärkung recht beträchtlich ist, so daß die Berücksichtigung unbedingt geboten erscheint. Bei Vernachlässigung der für die Kupferverstärkung aufzuwendenden Kapitalien würde man mit bedeutend zu geringen Selbstkosten rechnen und eventuell beim Anschluß eines Großkonsumenten zu entsprechend niedrigen Preisen statt des erhofften Gewinnes einen Verlust haben.

Bei schnellen überschläglichen Berechnungen ist die Aufstellung der Tabelle etwas umständlich, und man wird sich im allgemeinen lieber mit einer weniger großen Genauigkeit zufrieden geben, falls mit verhältnismäßig einfachen Formeln gerechnet werden kann, bzw. die erforderlichen Werte aus Kurven direkt entnommen werden können. Im folgenden seien daher die diesbezüglichen Formeln entwickelt, wenn die Belastungsverhältnisse gewissen theoretischen Bedingungen genügen. Es sei vorweg bemerkt, daß die Ableitung der Formeln und auch

die Formeln selbst ziemlich kompliziert erscheinen; jedoch sind die Endresultate schließlich in Kurven zusammengestellt, aus denen die in Betracht kommenden Werte direkt abgegriffen werden können.

Es werde zunächst angenommen, daß, wie Fig. 13 schematisch angibt, die Belastung gleichmäßig über die ganze Strecke verteilt ist. Diese Bedingung wird ausgedrückt durch die Gleichung

$$I = l \cdot b \quad . \quad . \quad . \quad . \quad \text{Amp.} \quad 19)$$

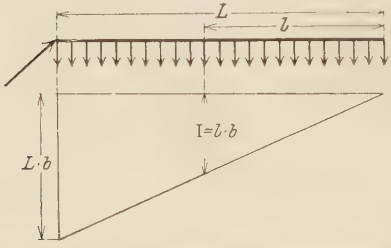

Fig. 13. Gleichmäßige Belastung der Leitungsstrecke.

wenn l die Entfernung vom Leitungsende und b die spezifische Strombelastung pro km angibt.

Die Bedingung für das Kupferminimum ist unter entsprechender Umwandlung [1]) der Formel 15) gegeben durch

$$q = \sigma \cdot \sqrt{I} \quad . \quad . \quad . \quad \text{qmm} \quad . \quad 20)$$

wobei σ für die gegebene Leitungsstrecke eine Konstante ist und I den jeweiligen Leiterstrom angibt.

Für das Element der Leitungsstrecke dl wird der Spannungsabfall nach Gleichung 13 a)

$$de = 1000 \cdot \frac{\rho \cdot dl \cdot I}{q}$$

Durch Einsetzung der Größen q und I nach den Gleichungen 19) und 20) ergibt sich der gesamte Spannungsabfall in der Leitungsstrecke zu

$$e = \frac{1000 \cdot \rho \cdot \sqrt{b}}{\sigma} \cdot \int_0^l \sqrt{l} \cdot dl;$$

$$e = \frac{2000 \cdot \rho \cdot \sqrt{b}}{3 \cdot \sigma} \cdot \sqrt{l^3}$$

[1]) Formel 15) lautete:

$$q_1 : q_2 : q_3 : \ldots = \sqrt{I_1} : \sqrt{I_2} : \sqrt{I_3} : \ldots$$

oder

$$\frac{q_1}{\sqrt{I_1}} = \frac{q_2}{\sqrt{I_2}} = \frac{q_3}{\sqrt{I_3}} = \ldots = \text{konstant} = \sigma,$$

daher

$$q_1 = \sigma \cdot \sqrt{I_1},\ q_2 = \sigma \cdot \sqrt{I_2} \text{ usw.}$$

Für die ganze Leitungslänge L ist dann der Gesamtspannungsabfall

$$e_o = \frac{2000 \cdot \rho \cdot \sqrt{b} \cdot \sqrt{L^3}}{3 \cdot \sigma} \quad \ldots\ldots \text{Volt pro Draht} \quad 21a)$$

Für Drehstrom und Kupferleitungen ergibt sich unter Einführung der entsprechenden Konstanten

$$e_{dr} = 20{,}3 \cdot \frac{\sqrt{b} \cdot \sqrt{L^3}}{\sigma} \quad \ldots\ldots\ldots \text{Volt (verkettet)} \quad 21b)$$

Da der zulässige Spannungsabfall am Ende der Leitung e_o bekannt ist, so dient Gleichung 21a) zur Bestimmung der Konstanten σ

$$\sigma = \frac{2000 \cdot \rho \cdot \sqrt{b} \cdot \sqrt{L^3}}{3 \cdot e_o}.$$

Gemäß Formel 19) und 20) bestimmt sich der jeweilige Querschnitt der Kupferleitung zu

$$q = \sigma \cdot \sqrt{l} = \sigma \cdot \sqrt{l \cdot b}$$

oder

$$q = \frac{2000 \cdot \rho \cdot b \cdot \sqrt{L^3} \cdot \sqrt{l}}{3 \cdot e_o} \quad \ldots\ldots\ldots \text{qmm} \quad 22)$$

Für den Anfangsquerschnitt gilt die Bedingung $l = L$, er errechnet sich daher zu

$$q_1 = \frac{2000 \cdot \rho \cdot b \cdot L^2}{3 \cdot e_o} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \text{qmm} \quad 22a)$$

Für Drehstrom und Kupferleitungen geht die Gleichung unter Berücksichtigung der entsprechenden Konstanten über in

$$q_{dr} = 20{,}3 \cdot \frac{b \cdot L^2}{e_{dr}} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \text{qmm} \quad 22b)$$

Das Gewicht für die unendlich kleine Leitungsstrecke dl ist, wenn μ das spezifische Gewicht des Leitungsmaterials ist,

$$dG = \mu \cdot q \cdot dl.$$

Durch Integration und Einführung der Gleichung 22) ergibt sich dann das Gesamtgewicht zu

$$G = \mu \int_0^l q \cdot dl = \frac{4000 \cdot \rho \cdot \mu \cdot b \cdot \sqrt{L^3} \cdot \sqrt{l^3}}{9 \cdot e_o} \quad \text{kg pro Draht} \quad 23)$$

Für die gesamte Leitungsstrecke wird wieder l = L, und das Gesamtgewicht der Leitung ist dann

$$G = \frac{4000 \cdot \rho \cdot \mu \cdot b \cdot L^3}{9 \cdot e_o} \ldots\ldots \text{kg pro Draht} \quad 23a)$$

Bei Drehstrom und Kupferleitungen ergibt sich

$$G_{dr} = \frac{361 \cdot b \cdot L^3}{e_{dr}} \ldots\ldots \text{kg pro Dreifachleitung} \quad 23b)$$

Der Verlust in der Leitungsstrecke wird

$$v = 1000 \cdot \rho \cdot \int_o^l \frac{i^2 \cdot dl}{q}$$

Nach Einsetzung der entsprechenden Größen aus den Gleichungen 19) und 22) und Auflösung des Integrals erhalten wir

$$v = \frac{3 \cdot b \cdot e_o \cdot \sqrt{l^5}}{5000 \cdot \sqrt{L^3}} \ldots\ldots\ldots\ldots \text{KW pro Draht} \quad 24)$$

Die Gesamtverluste in der ganzen Gesamtleitungsstrecke sind dann

$$v = \frac{3}{5000} \cdot b \cdot e_o \cdot L \ldots\ldots\ldots \text{KW pro Draht} \quad 24a)$$

Bei Drehstrom geht die Gleichung über in

$$v_{dr} = \frac{1{,}04}{1000} \cdot b \cdot e_{dr} \cdot L \ldots\ldots \text{KW pro Dreifachleitung} \quad 24b)$$

Die wichtigsten Werte, welche für die Bestimmung der Selbstkosten in Betracht kommen, sind auch hier wieder die Gewichte des Leitungsmaterials und die Verluste in den Leitungen. Wie die Formel 23) zeigt, wächst das Materialgewicht proportional mit der Streckenbelastung b und umgekehrt proportional mit dem zuzulassenden Spannungsabfall e_o, ferner aber mit der dritten Potenz der Gesamtlänge der Leitungsstrecke L. Hieraus geht hervor, daß für eine bestimmte Spannung in der Überlandzentrale das Gebiet, welches noch rationell angeschlossen werden kann, durch die auftretenden Entfernungen vom Kraftwerk begrenzt ist, mit anderen Worten, daß einer bestimmten Spannung

der Überlandzentrale auch ein bestimmter Aktionsradius entspricht. Für weitere Entfernungen steigen dann, wenn der zulässige Spannungsabfall eingehalten werden muß, die Kosten für das Leitungsmaterial so enorm an, daß der Anschluß des weiteren Gebietes unwirtschaftlich wird.

Die Verluste sind gemäß der Formel 24 a) direkt proportional der Streckenbelastung b, dem Spannungsabfall e_o und der Streckenlänge L. Da mit der Vergrößerung der Streckenlänge auch die übertragene Leistung in demselben Verhältnis wächst, so bleibt der prozentuale Verlust derselbe, d. h. die Verluste sind für die Bestimmung des Aktionsradius unmaßgeblich.

Tabelle V.

Leitungsgewichte und Verluste für Drehstromkraftübertragung mit Kupferleitungen bei gleichmäßiger Belastung der Strecke mit b = 1 Amp. pro km und einem maximalen Spannungsabfall von e_{dr} = 1000 Volt.

Streckenlänge L = km	Gesamtgewicht G_{dr} = kg	Leitungsverlust v_{dr} = KW	Streckenlänge L = km	Gesamtgewicht G_{dr} = kg	Leitungsverlust v_{dr} = KW
10	361	10,4	60	77 980	62,4
20	2 888	20,8	70	123 820	72,8
30	9 747	31,2	80	184 850	83,2
40	23 105	41,6	90	263 200	93,6
50	45 125	52,0	100	361 000	104,0

In der Tabelle V ist die Abhängigkeit des Gewichtes der Leitungsstrecke und der Verluste von der Länge der Leitungsstrecke gemäß den Formeln 23 b) und 24 b) für Drehstromübertragung und Kupferleitungen ausgerechnet, wobei eine mittlere Streckenbelastung von 1 Amp. pro km, also b = 1, und ein Spannungsabfall von e_{dr} = 1000 Volt zugrunde gelegt wurden.

Fig. 14 gibt die graphische Darstellung der Werte von Tabelle V. Man erkennt das steile Ansteigen der Gewichtskurve mit wachsender Länge der Leitungsstrecke, während andererseits die Verluste einfach proportional mit der Länge der Leitungsstrecke ansteigen. Um nach den Kurven der Fig. 14 Gewichte und Verluste auch für eine andere Streckenbelastung b′ und einen anderen Spannungsabfall e_{dr}' zu berechnen, ist es nur erforderlich, den für das Gewicht entnommenen Wert mit

$$\frac{e_{dr} \cdot b'}{b \cdot e_{dr}'} = 1000 \cdot \frac{b'}{e_{dr}'}$$

zu multiplizieren. Für die Verluste entsteht die entsprechende Umformung gemäß Formel 24b) durch Multiplikation des Kurvenwertes mit

$$\frac{b' \cdot e_{dr}'}{b \cdot e_{dr}} = \frac{b' \cdot e_{dr}'}{1000}.$$

Die vorstehend abgeleiteten Formeln gelten für eine gleichmäßige Belastung der Strecke. Dieser Fall tritt angenähert ein,

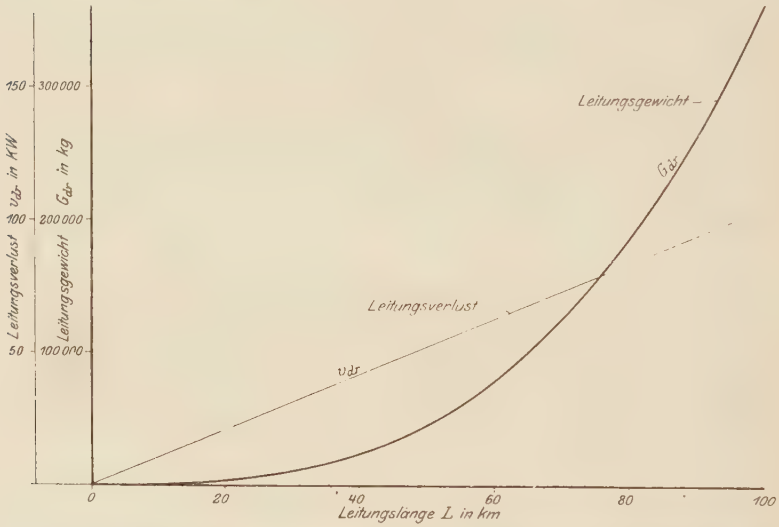

Fig. 14. Leitungsgewichte und Verluste für Drehstromkraftübertragung mit Kupferleitungen bei gleichmäßiger Belastung der Strecke mit b = 1 Amp./km und einem maximalen Spannungsabfall von e_{dr} = 1000 Volt am Ende der Leitung. (Nach Tabelle V.)

wenn an eine Überlandzentrale nur normale Ortschaften, welche unter sich gleichartige Belastungsverhältnisse aufweisen und in fast gleichen Zwischenräumen voneinander liegen, angeschlossen sind. Wesentlich andere Verhältnisse treten aber ein, wenn Großkonsumenten, die oft den Bedarf einer ganzen Reihe von Ortschaften haben, angeschlossen werden. Diese bringen dann eine entsprechende Unsymmetrie in das Netz hinein.

Wir betrachten zunächst den einfachsten Fall, daß der Großabnehmer sich am Ende der Leitungsstrecke befindet, so

daß die gleichmäßige Streckenbelastung gewahrt bleibt und sich nur der Strom des Großkonsumenten auf der ganzen Strecke überlagert.

Bezeichnen wir den Strom des Großkonsumenten wieder mit J, so geht Formel 19) über in

$$I = l \cdot b + J \quad \text{Amp. 25)}$$

Die Bedingung für das Kupferminimum bleibt gemäß Formel 20) bestehen, wobei allerdings die Konstante σ einen anderen Wert annimmt:

$$q = \sigma \cdot \sqrt{I} \quad \text{qmm 20)}$$

Der Spannungsabfall wird

$$e = 1000 \cdot \rho \cdot \int_0^l \frac{I \cdot dl}{q}$$

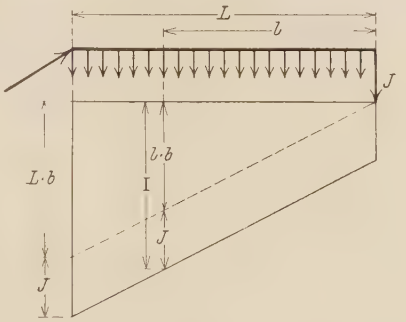

Fig. 15. Gleichmäßige Belastung der Leitung und Großkonsument am Ende der Leitung.

Nach Einsetzung der Größen q und I entsprechend den obigen Gleichungen ergibt sich nach Integration des Wertes der Gesamtspannungsabfall zu

$$e = \frac{2000 \cdot \rho \cdot \sqrt{b}}{3 \cdot \sigma} \cdot \left[\sqrt{\left(l + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3} \right] \text{..Volt pro Draht 26)}$$

Für die gesamte Leitungslänge L ist dann der Gesamtspannungsabfall

$$e_0 = \frac{2000 \cdot \rho \cdot \sqrt{b}}{3 \cdot \sigma} \cdot \left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3} \right] \text{..Volt pro Draht 26a)}$$

Da der Spannungsabfall e_0 bekannt ist, so dient Formel 26 a) zur Bestimmung der Konstanten σ

$$\sigma = \frac{2000 \cdot \rho \cdot \sqrt{b}}{3 \cdot e_0} \cdot \left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3} \right].$$

Der Leitungsquerschnitt in der Entfernung l vom Ende wird dann nach den vorigen Gleichungen 20) und 25)

$$b = \frac{2000 \cdot \rho \cdot b}{3 \cdot e_0} \cdot \sqrt{\left(l + \frac{J}{b}\right)} \cdot \left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3} \right] \text{..qmm 27)}$$

Das Leitungsgewicht pro Draht bestimmt sich zu

$$G = \mu \cdot \int q \cdot dl.$$

Durch Einsetzung der Werte gemäß Formel 27) und durch Integration ergibt sich

$$G = \frac{4000 \cdot \rho \cdot \mu \cdot b}{9 \cdot e_0} \cdot \left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3} \right] \cdot \left[\sqrt{\left(l + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3} \right] \ldots k$$

pro Draht . 28

Für die gesamte Leitungsstrecke wird l = L. und das Gesamtgewicht der Leitung errechnet sich dann zu

$$G = \frac{4000 \cdot \rho \cdot \mu \cdot b}{9 \cdot e_0} \cdot \left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3} \right]^2 \ldots \text{kg pro Draht} \quad 28a)$$

Der Verlust in der Leitungsstrecke ist

$$v = 1000 \cdot \rho \cdot \int \frac{i^2 \cdot dl}{q}.$$

Nach Einsetzung der entsprechenden Größen und Auflösung des Integrals bestimmt sich unter Einsetzung von q aus Gleichung 27)

$$v = \frac{3 \cdot b \cdot e_0}{5000} \cdot \frac{\sqrt{\left(l + \frac{J}{b}\right)^5} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^5}}{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3}} \ldots \text{KW pro Draht. . 29)}$$

Die Gesamtverluste in der gesamten Leitungsstrecke sind dann

$$v = \frac{3 \cdot b \cdot e_0}{5000} \cdot \frac{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^5} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^5}}{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3}} \ldots \text{KW pro Draht} \quad 29a)$$

Für Drehstrom und Kupfer als Leitungsmaterial lauten die obigen Formeln nach Einführung der entsprechenden Konstanten

$$e_{dr} = 20{,}3 \cdot \frac{b}{\sigma} \cdot \left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3} \right] \ldots \text{Volt (verkettet)} \quad 26b)$$

$$q_{dr} = 20{,}3 \cdot \frac{b}{e_{dr}} \sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)} \cdot \left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3}\right] \text{.. qmm} \quad 27\text{b})$$

$$G_{dr} = 361 \cdot \frac{b}{e_{dr}} \cdot \left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3}\right]^2 \text{ kg pro Dreifachleitung} \quad 28\text{b})$$

$$v_{dr} = \frac{1{,}04}{1000} \cdot b \cdot e_{dr} \cdot \frac{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^5} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^5}}{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3}} \text{ KW pro Dreifachleitung} \quad 29\text{b})$$

Setzt man in den Formeln 28b) und 29b) für die Strombelastung durch den Großabnehmer den Wert $\frac{J}{b} = 0$ ein, so gehen sie wieder in die Formeln 23 b) und 24 b) über, da man es ja dann wieder mit der gleichmäßigen Belastung über die ganze Strecke zu tun hat.

Für die Einsetzung $L = 0$ wird das Gewicht der Leitung gleich Null; in der Formel 29 b) für den Kupferverlust geht der Wert des Bruches über in den unbestimmten Ausdruck $\frac{0}{0}$

$$\frac{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^5} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^5}}{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3}} = \frac{0}{0} \text{ für } L = 0,$$

Zur Bestimmung dieses Wertes differenzieren wir zunächst Zähler und Nenner

$$\frac{\frac{5}{2} \cdot \sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3}}{\frac{3}{2} \cdot \sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)}} = \frac{5}{3}\left(L + \frac{J}{b}\right)$$

Setzen wir für L nun den Wert 0 ein, so ist der Wert des Bruches

$$\frac{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^5} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^5}}{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b}\right)^3}} = \frac{5}{3} \cdot \frac{J}{b}.$$

Tabelle

Leitungsgewichte und Verluste für Drehstrom-Kraftübertragung mit pro km und Belastung durch einen Großkonsumenten am Ende der $e_{dr} = 1000$

Strekkenlänge L=km	Strombelastung des Großkonsumenten $\frac{J}{b} = 0$		$\frac{J}{b} = 10$		$\frac{J}{b} = 20$	
	Gewicht G_{dr}=kg	Verlust v_{dr}=KW	Gewicht G_{dr}=kg	Verlust v_{dr}= KW	Gewicht G_{dr}=kg	Verlust v_{dr}= KW
0	—	0	—	17,4	—	34,7
10	361	10,4	1 207	26,5	2 024	43,6
20	2 888	20,9	6 356	36,2	9 655	53,0
30	9 747	31,2	17 689	46,1	25 180	62,6
40	23 105	41,6	37 415	56,1	50 850	72,3
50	45 125	52,0	67 725	66,2	88 890	82.2
60	77 980	62,4	110 810	76,4	141 510	92,1
70	123 820	72,8	168 860	86,6	210 900	102,1
80	184 850	83,2	244 050	96,8	299 300	112,2
90	263 200	93,6	338 500	107,1	408 900	122,3
100	361 000	104,0	454 500	117,3	541 800	132,4

Für L = 0 lautet die Kupferverlustformel mithin

$$v_{dr_0} = \frac{1{,}04}{1000} \cdot b \cdot e_{dr} \cdot \frac{5 \cdot J}{3 \cdot b}$$

$$v_{dr_0} = \frac{e_{dr} \cdot J \cdot \sqrt{3}}{1000} \quad \ldots \text{ KW pro Dreifachleitung} \quad 29\,c)$$

Wenn die Verluste in Funktion der Leitungslänge graphisch aufgetragen werden, so wird die Kurve die Ordinatenachse im Abstand v_{dr_0} schneiden. Dieses Resultat überrascht zunächst etwas, denn man hätte leicht vermuten können, daß die Kurve vom Nullpunkt ausgehen müßte. Wenn wir Formel 29 c) aber näher betrachten, ergibt sich die Erklärung, da der Ausdruck $\frac{e_{dr} \cdot J \cdot \sqrt{3}}{1000}$ nichts anderes darstellt als den Verlust, den der Großabnehmer allein in einer eigenen Leitung verursachen würde, wenn diese so ausgeführt wird, daß am Ende der maximal zulässige Spannungsabfall e_{dr} auftritt. In diesem Falle wäre nämlich der Verlust ganz unabhängig von der Leitungslänge immer derselbe, da zur Einhal-

VI.

Kupferleitungen bei gleichmäßiger Belastung der Strecke mit b = 1 Amp. Strecke mit J Amp. bei einem maximalen Spannungsabfall von Volt.

am Ende der Leitung.

$\frac{J}{b} = 30$		$\frac{J}{b} = 40$		$\frac{J}{b} = 50$	
Gewicht G_{dr} = kg	Verlust v_{dr} = KW	Gewicht G_{dr} = kg	Verlust v_{dr} = KW	Gewicht G_{dr} = kg	Verlust v_{dr} = KW
—	52,1	—	69,4	—	86,7
2 840	60,8	3 650	78,3	4 465	95,5
12 930	70,1	16 190	87,2	19 450	104,5
32 585	79,5	39 955	96,5	47 300	113,7
64 090	89,0	77 240	106,0	90 350	123,0
109 690	98,7	130 300	115,5	150 850	132,2
171 600	108,5	201 450	125,1	231 100	142,0
252 100	118,3	292 900	134,8	333 300	151,6
353 400	128,2	406 800	144,6	459 900	161,3
477 600	138,2	545 500	154,5	612 800	171,0
627 100	148,2	711 100	164,3	794 500	180,8

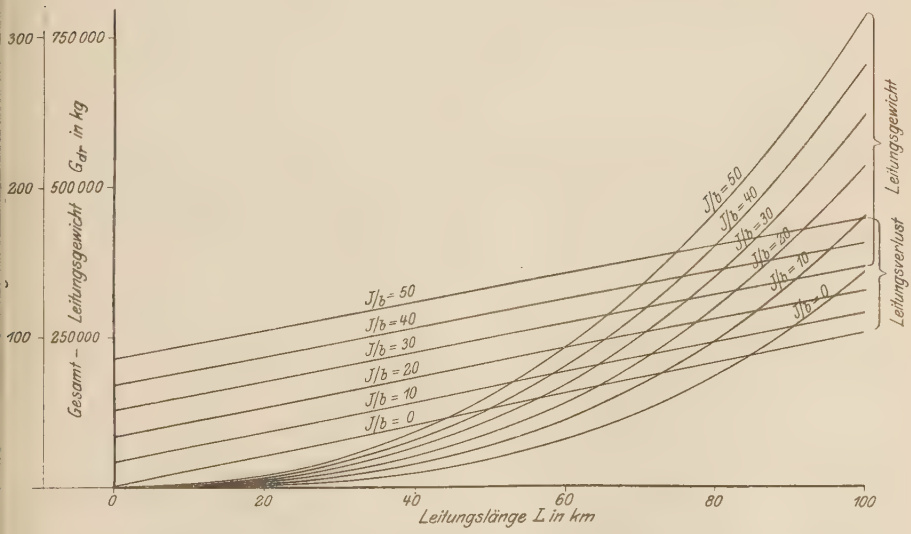

Fig. 16. Leitungsgewichte und Verluste für Drehstromkraftübertragung mit Kupferleitungen bei gleichmäßiger Grundbelastung der Strecke mit b = 1 Amp/km und Belastung durch einen Großkonsumenten am Ende der Leitung mit J Amp. bei einem maximalen Spannungsabfall von e_{dr} 1000 Volt am Ende der Leitung. (Nach Tabelle VI.)

tung des Spannungsabfalles bei derselben Stromstärke der Leitungswiderstand auch derselbe bleiben und daher der Querschnitt der Leitung in demselben Verhältnis mit der Länge wachsen muß. Für diesen Fall würde also die Verlustkurve parallel zur Abszissenachse verlaufen und zwar im Abstand v_{dr_e}.

In der Tabelle VI sind wieder die entsprechenden Werte für Leitungsgewicht und Kupferverlust für Drehstrom-Kraftübertragung bei b = 1 Amp/km und e_{dr} = 1000 Volt berechnet.

Fig. 16 gibt die graphische Auftragung der Tabellenwerte für die Leitungsgewichte und die Kupferverluste.

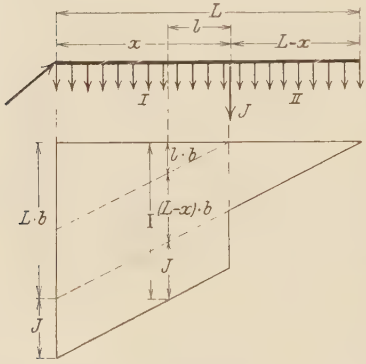

Fig. 17. Gleichmäßige Belastung der Leitung und Großkonsument an einer beliebigen Stelle der Leitung.

Wir kommen nun zu dem allgemeinen Belastungsfall, nämlich, daß der Anschluß des Neukonsumenten an irgend einer Stelle der Leitung sich befindet und zwar sei dieser in der Entfernung x vom Kraftwerk.

Wenn wir uns die ganze Strecke durch den Anschlußpunkt des Abnehmers unterbrochen denken, so sehen wir, daß sich dieser Fall ohne weiteres auf die beiden vorher durchgerechneten Fälle zurückführen läßt. Für die Strecke vom Kraftwerk bis zum Anschlußpunkt des Konsumenten haben wir eine gleichmäßige Belastung der Strecke, über welche sich die Belastung des Neukonsumenten, die sich am Ende dieser Teilstrecke befindet, zusammen mit der Belastung der Strecke vom Anschlußpunkt bis Ende der Leitung gleichmäßig überlagert. Für den Rest der Leitung, nämlich vom Anschlußpunkt des Abnehmers bis zum Ende der Leitung, haben wir eine rein gleichmäßige Belastung der Strecke. Für die Teilstrecke I — vom Kraftwerk bis zum Anschluß des Großabnehmers — werden wir daher die Formeln 26) bis 29), und für die Teilstrecke II — vom Anschluß des Großabnehmers bis zum Ende der Leitung — die Formeln 31) bis 24) zur Anwendung bringen müssen. Es ist aber noch zu berücksichtigen, daß wir in den beiden Teilstrecken verschiedene Spannungsabfälle e_1 und

e_2 haben, welche in ihrer Summe den Gesamtspannungsabfall der ganzen Strecke vom Kraftwerk bis zum Ende ausmachen.

$$e_0 = e_1 + e_2 \quad \text{Volt pro Draht} \quad 30)$$

Betrachten wir zunächst die Teilstrecke I. Die Entfernung der Anschlußstelle des Großabnehmers vom Kraftwerk hatten wir x genannt; diese Größe würde also der ganzen Leitungslänge der Teilstrecke I entsprechen. Die spezifische Streckenbelastung sei wieder b und der Strom für den Konsumenten J. Zu der Endbelastung durch den Abnehmer kommt dann noch die Belastung der Teilstrecke II hinzu. Wenn die Gesamtlänge der ganzen Leitung wieder L genannt wird, erhalten wir demnach für die Stromstärke eines in der Entfernung l vom Anschlußpunkt zwischen diesem und dem Kraftwerk liegenden Punktes

$$I = l \cdot b + J + (L - x) \cdot b \quad \text{Ampere} \quad 31)$$

Der Spannungsabfall in der Teilstrecke I berechnet sich gemäß Formel 26 a) zu

$$e_1 = \frac{2000 \cdot \rho \cdot \sqrt{b}}{3 \cdot \sigma} \cdot \left[\sqrt{\left(x + \frac{J}{b} + L - x\right)^3} - \sqrt{\left(\frac{J}{b} + L - x\right)^3} \right]$$

$$e_1 = \frac{2000 \cdot \rho \cdot \sqrt{b}}{3 \cdot \sigma} \cdot \left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3} \right] \quad \text{Volt pro Draht.} \quad 32)$$

Das Gewicht der Teilstrecke I wird nach Formel 28 a)

$$G_1 = \frac{4000 \cdot \rho \cdot \mu \cdot b}{9 \cdot e_1} \cdot \left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3} \right]^2 \ldots \text{kg pro Draht.} \quad 33)$$

Der Leitungsverlust ergibt sich entsprechend Formel 29 a) zu

$$v_1 = \frac{3}{5000} \cdot b \cdot e_1 \; \frac{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^5} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^5}}{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3}} \; \text{KW pro Draht} \quad 34)$$

Die entsprechenden Werte der Teilstrecke II berechnen sich nach den Formeln 21) bis 24), wobei lediglich für die Länge

der ganzen Teilstrecke der Ausdruck (L — x) und e_2 für e_0 zu setzen ist.

Der Spannungsabfall e_2 nach Formel 21a):

$$e_2 = \frac{2000 \cdot \rho \cdot \sqrt{b} \sqrt{(L - x)^3}}{3 \cdot \sigma} \quad \ldots\ldots \text{ Volt pro Draht . 35)}$$

Das Gewicht der Teilstrecke II nach Formel 23 a):

$$G_2 = \frac{4000 \cdot \rho \cdot \mu \cdot b \cdot (L - x)^3}{9 \cdot e_2} \quad \ldots\ldots \text{ kg pro Draht . 36)}$$

Der Leitungsverlust nach Formel 24a):

$$v_2 = \frac{3}{5000} \cdot b \cdot e_2 \cdot (L - x) \quad \ldots\ldots\ldots \text{KW pro Draht . 37)}$$

Da die Konstante σ naturgemäß für die ganze Leitungsstrecke gilt und daher in den Formeln 32) und 35) denselben Wert hat, so ergibt sich durch Division dieser beiden Gleichungen das Verhältnis der Spannungsverluste in den beiden Teilstrecken

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3}}{\sqrt{(L - x)^3}},$$

oder

$$e_1 = e_2 \cdot \frac{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3}}{\sqrt{(L - x)^3}} \text{ Volt pro Draht . 38)}$$

Setzen wir diesen Wert für e_1 in Gleichung 30) ein, so ergibt sich die Beziehung zwischen dem Gesamtspannungsverlust und demjenigen der Teilstrecke II

$$e_0 = e_2 \cdot \frac{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3}}{\sqrt{(L - x)^3}} + e_2,$$

oder

$$e_2 = \frac{e_0 \cdot \sqrt{(L - x)^3}}{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3} + \sqrt{(L - x)^3}} \text{ Volt pro Draht. 39)}$$

Tabelle VII.

Leitungsgewichte und Verluste für Drehstrom-Kraftübertragung mit Kupferleitungen bei gleichmäßiger Belastung der Strecke mit b = 1 Amp. pro Kilometer und Belastung durch einen Großkonsumenten mit J Amp. in der Entfernung x vom Kraftwerk bei einem maximalen Spannungsabfall von e_{dr} = 1000 Volt.

Länge der Strecke L = km	Entfernung x = km	Strombelastung des Großkonsumenten in der Entfernung x									
		$\frac{J}{b} = 10$		$\frac{J}{b} = 20$		$\frac{J}{b} = 30$		$\frac{J}{b} = 40$		$\frac{J}{b} = 50$	
		Gew. G_{dr} = kg	Verl. v_{dr} = KW	Gew. G_{dr} = kg	Verl. v_{dr} = KW	Gew. G_{dr} = kg	Verl. v_{dr} = KW	Gew. G_{dr} = kg	Verl. v_{dr} = KW	Gew. G_{dr} = kg	Verl. v_{dr} = KW
100	0	361 000	104,0	361 000	104,0	361 000	104,0	361 000	104,0	361 000	104,0
	10	366 400	107,1	371 600	110,4	376 800	113,8	381 500	117,4	386 300	121,1
	20	372 200	109,9	383 000	116,1	393 500	122,5	403 700	129,2	413 500	136,1
	30	378 400	112,4	395 200	121,2	411 700	130,2	427 700	139,5	443 400	149,0
	40	385 000	114,6	408 500	125,5	431 400	136,7	453 800	148,2	475 900	159,9
	50	392 300	116,4	422 900	129,2	453 100	142,2	482 600	155,4	511 700	168,8
	60	400 400	117,9	439 000	132,0	477 100	146,5	514 600	161,0	551 700	175,7
	70	409 400	118,9	457 100	134,0	504 200	149,4	550 700	164,9	596 900	180,7
	80	420 100	119,3	478 200	135,0	535 700	150,9	592 500	167,1	649 000	183,3
	90	433 500	119,0	504 200	134,8	573 900	150,9	642 900	167,2	711 500	183,7
	100	454 500	117,3	541 800	132,4	627 100	148,2	711 100	164,3	794 500	180,8
90	0	263 200	93,6	263 200	93,6	263 200	93,6	263 200	93,6	263 200	93,6
	10	268 100	97,0	272 700	100,7	277 200	104,5	281 700	108,6	285 800	112,7
	20	273 300	100,1	283 100	106,9	292 500	114,1	301 800	121,5	310 700	129,1
	30	279 000	102,8	294 300	112,4	309 200	122,2	323 800	132,4	338 000	142,8
	40	284 900	105,1	306 600	116,9	327 500	129,0	348 100	141,4	368 300	154,0
	50	292 000	106,9	320 300	120,5	348 000	134,4	375 400	148,5	402 300	162,7
	60	299 800	108,2	335 800	123,1	371 200	138,2	406 300	153,5	441 000	169,0
	70	309 000	108,9	353 900	124,5	398 300	140,4	442 300	156,5	486 000	172,7
	80	320 500	108,8	376 300	124,6	431 300	140,7	486 000	157,1	540 300	173,7
	90	338 500	107,1	408 900	122,3	477 600	138,2	545 500	154,5	612 800	171,0
80	0	184 850	83,2	184 850	83,2	184 800	83,2	184 800	83,2	184 800	83,2
	10	189 200	87,1	193 350	91,2	197 300	95,5	201 300	100,1	204 900	104,8
	20	193 900	90,4	202 650	98,1	211 000	106,0	219 200	114,3	227 200	122,8
	30	199 100	93,3	212 850	103,9	226 300	114,7	239 300	125,9	252 200	137,3
	40	204 800	95,7	224 300	108,5	243 300	121,6	262 000	135,0	280 500	148,6
	50	211 350	97,4	237 300	111,9	262 800	126,7	287 900	141,7	312 900	156,8
	60	219 050	98,4	252 600	114,0	285 700	129,8	318 400	145,8	351 000	161,9
	70	228 750	98,5	271 550	114,4	313 800	130,6	355 600	147,1	397 300	163,7
	80	244 050	96,8	299 300	112,2	353 400	128,2	406 800	144,6	459 900	161,3

Länge der Strecke L = km	Entfernung x = km	Strombelastung des Grnßkonsumenten in der Entfernung x									
		$\frac{J}{b} = 10$		$\frac{J}{b} = 20$		$\frac{J}{b} = 30$		$\frac{J}{b} = 40$		$\frac{J}{b} = 50$	
		Gew. G_{dr} = kg	Verl. v_{dr} = KW	Gew. G_{dr} = kg	Verl. v_{dr} = KW	Gew. G_{dr} = kg	Verl. v_{dr} = KW	Gew. G_{dr} = kg	Verl. v_{dr} = KW	Gew. G_{dr} = kg	Verl. v_{dr} = KW
70	0	123 820	72,8	123 800	72,8	123 800	72,8	123 800	72,8	123 800	72,8
	10	127 650	77,2	131 250	81,9	134 700	86,9	138 100	92,1	141 300	97,6
	20	131 850	80,9	139 550	89,5	146 900	98,5	154 100	107,8	161 100	117,4
	30	136 530	84,0	148 800	95,7	160 800	107,7	172 500	120,1	183,900	132,6
	40	141 870	86,4	159 450	100,3	176 700	114,5	193 600	129,0	210 300	143,6
	50	148 180	87,8	172 000	103,2	195 500	118,9	218 700	134,7	241 700	150,7
	60	156 170	88,2	187 700	104,2	218 900	120,5	249 700	137,0	280 400	153,6
	70	168 860	86,6	210 900	102,1	252 100	118,3	292 900	134,8	333 300	151,6
60	0	77 980	62,4	77 980	62,4	78 000	62,4	78 000	62,4	78 000	62,4
	10	81 270	67,5	84 370	73,0	87 300	78,8	90 150	85,0	92 900	91,4
	20	84 950	71,7	91 610	81,5	98 050	91,7	104 250	102,3	110 300	113,1
	30	89 170	74,9	100 000	87,9	110 550	101,3	120 900	114,9	131 000	128,8
	40	94 200	77,1	110 000	92,2	125 550	107,5	140 900	123,0	156 000	138,7
	50	100 580	77,9	122 640	93,9	144 400	110,2	166 000	126,8	187 400	143,4
	60	110 810	76,4	141 510	92,1	171 600	108,5	201 450	125,1	231 100	142,0
50	0	45 125	52,0	45 130	52,0	45 130	52,0	45 150	52,0	45 150	52,0
	10	47 880	58,0	50 460	64,6	52 920	71,6	55 250	79,0	57 500	86,7
	20	51 060	62,8	56 730	74,1	62 200	85,9	67 500	98,1	72 700	110,5
	30	54 875	66,0	64 320	80,5	73 570	95,3	82 650	110,3	91 600	125,5
	40	59 780	67,5	74 070	83,5	88 160	99,8	102 150	116,3	116 000	132,9
	50	67 725	66,2	88 890	82,2	109 690	98,7	130 300	115,5	150 850	132,2
40	0	23 105	41,6	23 105	41,6	23 100	41,6	23 100	41,6	23 100	41,6
	10	25 320	49,0	27 405	57.1	29 370	65,8	31 250	74,9	33 050	84,3
	20	28 035	54,3	32 755	67,5	37 330	81,2	41 790	95,2	46 150	109,5
	30	31 570	57,0	39 805	72,9	47 910	89,0	55 930	105,4	63 900	121,8
	40	37 415	56,1	50 850	72,3	64 090	89,0	77 240	106,0	90 350	123,0
30	0	9 747	31,2	9 747	31,2	9 745	31,2	9 745	31,2	9 750	31,2
	10	11 452	40,7	13 035	50,9	14 535	62,2	15 975	73,7	17 350	85,5
	20	13 750	46,1	17 610	61,5	21 390	77,3	25 110	93,2	28 800	109,3
	30	17 689	46,1	25 180	62,6	32 585	79,5	39 955	96,5	47 300	113,7
20	0	2 888	20,9	2 888	20,9	2 890	20,9	2 890	20,9	2 890	20,9
	10	4 094	33,8	5 223	47,6	6 310	62,0	7 365	76,6	8 400	91,6
	20	6 356	36,2	9 655	53,0	12 930	70,1	16 190	87,2	19 450	104,5

Der entsprechende Spannungsverlust in der Teilstrecke I berechnet sich durch Einsetzung des Wertes für e_2 in Formel 38) zu

$$e_1 = e_0 \cdot \frac{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3}}{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3} + \sqrt{(L-x)^3}} \quad \text{..Volt pro Draht. 40)}$$

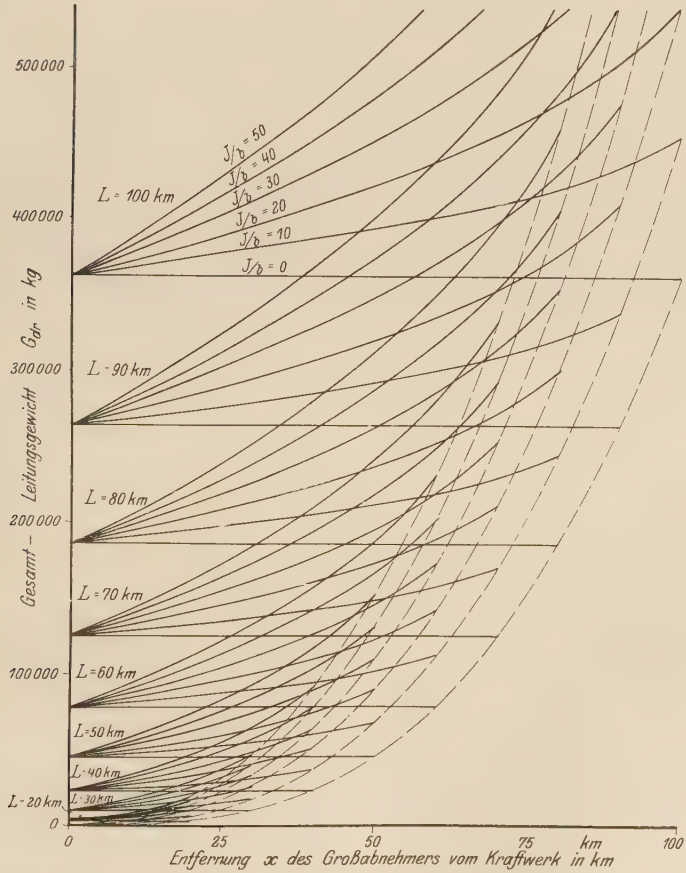

Fig. 18. Leitungsgewichte für Drehstromkraftübertragung mit Kupferleitungen bei gleichmäßiger Belastung der Strecke mit b = 1 Amp/km und Belastung durch einen Großkonsumenten mit J Amp. in der Entfernung x vom Kraftwerk bei einem maximalen Spannungsabfall von e_{dr} = 1000 Volt am Ende der Leitung. (Nach Tabelle VII.)

Das Gesamtgewicht der ganzen Leitungsstrecke ist naturgemäß gleich der Summe der Gewichte der beiden Teilstrecken I und II

$$G = G_1 + G_2 \quad \ldots\ldots \text{ kg pro Draht} \quad . 41)$$

Durch Einsetzung der Gewichte der Teilstrecken nach den Formeln 33) und 36) ergibt sich

$$G = \frac{4000 \cdot \rho \cdot \mu \cdot b}{9} \cdot \left\{ \frac{\left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3} \right]^2}{e_1} + \frac{(L-x)^3}{e_2} \right\}.$$

Nach Einsetzung der Werte e_1 und e_2 gemäß den Formeln 39) und 40) ergibt sich schließlich nach einigen Vereinfachungen der Wert für das Gesamtgewicht

$$G = \frac{4000 \cdot \rho \cdot \mu \cdot b}{9 \cdot e_0} \cdot \left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3} + \sqrt{(L-x)^3} \right]^2 \ldots \text{kg}$$

pro Draht. 42)

Der Verlust in der gesamten Leitungsstrecke ist ebenfalls gleich der Summe der Verluste in den Teilstrecken

$$v = v_1 + v_2 \ldots\ldots\ldots\ldots \text{KW pro Draht} \quad . 43)$$

oder unter Berücksichtigung der Gleichungen 34) und 37)

$$v = \frac{3}{5000} \cdot b \cdot \left[e_1 \cdot \frac{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^5} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^5}}{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3}} + e_2 \cdot (L - x) \right].$$

Nach Einsetzung der Werte für e_1 und e_2 ergibt sich schließlich

$$v = \frac{3 \cdot b \cdot e_0}{5000} \cdot \frac{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^5} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^5} + \sqrt{(L-x)^5}}{\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3} + \sqrt{(L-x)^3}} \ldots\ldots \text{KW}$$

pro Draht. 44)

Für Drehstromkraftübertragung und bei Verwendung von Kupfer als Leitungsmaterial haben die beiden Formeln für Leitungsgewicht und Kupferverlust nach Einsetzung der entsprechenden Konstanten die Form

$$G_{dr} = 361 \cdot \frac{b}{e_{dr}} \cdot \left[\sqrt{\left(L + \frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L + \frac{J}{b} - x\right)^3} + \sqrt{(L-x)^3} \right]^2 \ldots \text{kg}$$

pro Dreifachleitung. 42a)

und

$$v_{dr} = 1{,}04 \cdot b \cdot e_{dr} \cdot \frac{\sqrt{\left(L+\frac{J}{b}\right)^5} - \sqrt{\left(L+\frac{J}{b}-x\right)^5} + \sqrt{(L-x)^5}}{\sqrt{\left(L+\frac{J}{b}\right)^3} - \sqrt{\left(L+\frac{J}{b}-x\right)^3} + \sqrt{(L-x)^3}} \ldots\ldots \text{KW}$$

pro Dreifachleitung . . . . 44a)

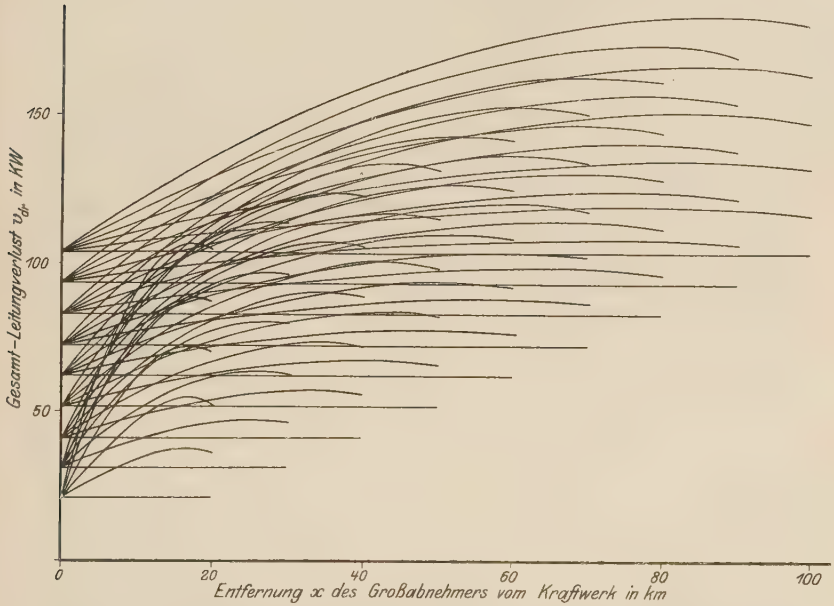

Fig. 19. Leitungsverluste für Drehstromkraftübertragung mit Kupferleitungen bei gleichmäßiger Belastung der Strecke mit b = 1 Amp/km und Belastung durch einen Großkonsumenten mit J Amp. in der Entfernung x vom Kraftwerk bei einem maximalen Spannungsabfall von e_{dr} = 1000 Volt am Ende der Leitung. (Nach Tabelle VIII.)

Die Werte für Leitungsgewicht und Kupferverlust sind in Tabelle VII wieder für Drehstrom-Kraftübertragung bei einer spezifischen Streckenbelastung von 1 Amp. pro km und für einen zugelassenen Spannungsabfall von e_{dr} = 1000 Volt berechnet.

Fig. 18 gibt die graphische Zusammenstellung der Tabellenwerte der Leitungsgewichte, und zwar sind die Gewichte in Ab-

Tabelle VIII.

Mehrbedarf an Leitungskupfer und Vergrößerung der Leitungsverluste durch einen Großkonsumenten mit der Belastung J Amp. in der Entfernung x vom Kraftwerk für Drehstrom-Kraftübertragung bei gleichmäßiger Belastung der Strecke mit 1 Amp. pro Kilometer und bei einem maximalen Spannungsabfall von 1000 Volt.

Länge der Strecke L = km	Entfernung x = km	Strombelastung des Großkonsumenten in der Entfernung x									
		$\frac{J}{b} = 10$		$\frac{J}{b} = 20$		$\frac{J}{b} = 30$		$\frac{J}{b} = 40$		$\frac{J}{b} = 50$	
		Gew. $G_{dr}' = kg$	Verl. $v_{dr}' = KW$	Gew. $G_{dr}' = kg$	Verl. $v_{dr}' = KW$	Gew. $G_{dr}' = kg$	Verl. $v_{dr}' = KW$	Gew. $G_{dr}' = kg$	Verl. $v_{dr}' = KW$	Gew. $G_{dr}' = kg$	Verl. $v_{dr}' = KW$
100	10	5 400	3,1	10 600	6,4	15 800	9,8	20 500	13,4	25 300	17,1
	20	11 200	5,9	22 000	12,1	32 500	18,5	42 700	25,2	52 500	32,1
	30	17 400	8,4	34 200	17,2	50 700	26,2	66 700	35,5	82 400	45,0
	40	24 000	10,6	47 500	21,5	70 400	32,7	92 800	44,2	114 900	55,9
	50	31 300	12,4	61 900	25,2	92 100	38,2	121 600	51,4	150 700	64,8
	60	39 400	13,9	78 000	28,0	116 100	42,5	153 600	57,0	190 700	71,7
	70	48 400	14,9	96 100	30,0	143 200	45,4	189 700	60,9	235 900	76,7
	80	59 100	15,3	117 200	31,0	174 700	46,9	231 500	63,1	288 000	79,3
	90	72 500	15,0	143 200	30,8	212 900	46,9	281 900	63,2	350 500	79,7
	100	93 500	13,3	180 800	28,4	266 100	44,2	350 100	60,3	433 500	76,8
90	10	4 900	3,4	9 500	7,1	14 000	10,9	18 500	15,0	22 600	19,1
	20	10 100	6,5	19 900	13,3	29 300	20,5	38 600	27,9	47 500	35,5
	30	15 800	9,2	31 100	18,8	46 000	28,6	60 600	38,8	74 800	49,2
	40	21 700	11,5	43 400	23,3	64 300	35,4	84 900	47,8	105 100	60,4
	50	28 800	13,3	57 100	26,9	84 800	40,8	112 200	54,9	139 100	69,1
	60	36 600	14,6	72 600	29,5	108 000	44,6	143 100	59,9	177 800	75,4
	70	45 800	15,3	90 700	30,9	135 100	46,8	179 100	62,9	222 800	79,1
	80	57 300	15,2	113 100	31,0	168 100	47,1	222 800	63,5	277 100	80,1
	90	75 300	13,5	145 700	28,7	214 400	44,6	282 300	60,9	349 600	77,4
80	10	4 350	3,9	8 500	8,0	12 500	12,3	16 500	16,9	20 100	21,6
	20	9 050	7,2	17 800	14,9	26 200	22,8	34 400	31,1	42 400	39,6
	30	14 250	10,1	28 000	20,7	41 500	31,5	54 500	42,7	67 400	54,1
	40	19 950	12,5	39 450	25,3	58 500	38,4	77 200	51,8	95 700	65,4
	50	26 500	14,2	52 450	28,7	78 000	43,5	103 100	58,5	128 100	73,6
	60	34 200	15,2	67 750	30,8	100 900	46,6	133 600	62,6	166 200	78,7
	70	43 900	15,3	86 700	31,2	129 000	47,4	170 800	63,9	212 500	80,5
	80	60 200	13,6	114 450	29,0	168 600	45,0	222 000	61,4	275 100	78,1

Länge der Strecke L = km	Entfernung x = km	Strombelastung des Großkonsumenten in der Entfernung x									
		$\frac{J}{b} = 10$		$\frac{J}{b} = 20$		$\frac{J}{b} = 30$		$\frac{J}{b} = 40$		$\frac{J}{b} = 50$	
		Gew. $G_{dr}' = kg$	Verl. $v_{dr}' = KW$	Gew. $G_{dr}' = kg$	Verl. $v_{dr}' = KW$	Gew. $G_{dr}' = kg$	Verl. $v_{dr}' = KW$	Gew. $G_{dr}' = kg$	Verl. $v_{dr}' = KW$	Gew. $G_{dr}' = kg$	Verl. $v_{dr}' = KW$
70	10	3 830	4,4	7 450	9,1	10 900	14,1	14 300	19,3	17 500	24,8
	20	8 030	8,1	15 750	16,7	23 100	25,7	30 300	35,0	37 300	44,6
	30	12 710	11,2	25 000	22,9	37 000	34,9	48 700	47,3	60 100	59,8
	40	18 050	13,6	35 650	27,5	52 900	41,7	69 800	56,2	86 500	70,8
	50	24 360	15,0	48 200	30,4	71 700	46,1	94 900	61,9	117 900	77,9
	60	32 350	15,4	63 900	31,4	95 100	47,7	125 900	64,2	156 600	80,8
	70	45 040	13,8	87 100	29,3	128 300	45,5	169 100	62,0	209 500	78,8
60	10	3 290	5,1	6 390	10,6	9 300	16,4	12 150	22,6	14 900	29,0
	20	6 970	9,3	13 630	19,1	20 050	29,3	26 250	39,9	32 300	50,7
	30	11 190	12,5	22 020	25,5	32 550	38,9	42 900	52,5	53 000	66,4
	40	16 220	14,7	32 020	29,8	47 550	45,1	62 900	60,6	78 000	76,3
	50	22 600	15,5	44 660	31,5	66 400	47,8	88 000	64,4	109 400	81,0
	60	32 830	14,0	63 530	29,7	93 600	46,1	123 450	62,7	153 100	76,6
50	10	2 755	6,0	5 330	12,6	7 790	19,6	10 100	27,0	12 350	34,7
	20	5 935	10,8	11 600	22,1	17 070	33,9	22 350	46,1	27 550	58,5
	30	9 750	14,0	19 290	28,5	28 440	43,3	37 500	58,3	46 450	73,5
	40	14 655	15,5	28 940	31,5	43 030	47,8	57 000	64,3	70 850	80,9
	50	22 600	14,2	43 760	30,2	64 560	46,7	85 150	63,5	105 700	80,2
40	10	2 215	7,4	4 300	15,5	6 270	24,2	8 150	33,3	9 950	42,7
	20	4 930	12,7	9 650	25,9	14 230	39,7	18 690	53,6	23 050	67,9
	30	8 465	15,4	16 700	31,3	24 810	47,4	32 830	63,8	40 800	80,2
	40	14 310	14,5	27 745	30,7	40 980	47,4	54 140	64,4	67 250	81,4
30	10	1 705	9,5	3 287	19,7	4 790	31,0	6 230	42,5	7 600	54,3
	20	4 003	14,9	7 862	30,3	11 645	46,1	15 365	62,0	19 050	78,1
	30	7 942	14,9	15 434	31,4	22 840	48,3	30 190	65,3	37 550	82,5
20	10	1 206	12,9	2 335	26,7	3 420	41,1	4 475	55,7	5 510	70,7
	20	3 468	15,3	6 767	32,1	10 050	49,2	13 300	66,3	16 560	83,6

hängigkeit von x — der Entfernung der Abnahmestelle vom Kraftwerk — aufgetragen. Für die verschiedenen Belastungsverhältnisse durch den Großabnehmer, also die verschiedenen Werte von J/b, ergibt sich für jede bestimmte Streckenlänge

eine Kurvenschar. Die Anfangswerte für $x = 0$ entsprechen den Werten der Tabelle V, da mit dieser Annahme wieder die Belastungsverhältnisse für eine rein gleichmäßig belastete Strecke ohne Großabnehmer eintreten. Die Endwerte der Kurven, wo $x = L$ wird, ergeben wieder die Werte der Tabelle VI, da wir dann den Belastungsfall des Großabnehmers am Ende der Leitung haben. Die gestrichelten Linien in Fig. 18, die die Endpunkte der G_{dr}-Kurven verbinden, entsprechen also den Kurven der Fig. 16. In Fig. 19 sind die entsprechenden Werte für die Kupferverluste in der Leitung aufgetragen.

Zur Bestimmung der Mehrkosten, die ein Neukonsument verursacht, interessieren uns nun weniger die Daten über Gesamtgewicht und Gesamtverlust der Leitung als vielmehr die Werte, die sich lediglich auf den Neuabnehmer beziehen.

Will man das für den Neukonsumenten erforderliche Mehrgewicht der Leitung bestimmen, so wäre aus den Kurven einmal der Wert für das Gesamtleitungsgewicht bei Anschluß des Neuabnehmers zu entnehmen und von diesem Wert die Größe abzuziehen, die sich für dieselben Verhältnisse ergibt, wenn die Leistung des Neukonsumenten 0 ist. Die Differenz dieser beiden Werte gibt dann das Mehrgewicht an, welches lediglich durch den Neuabnehmer verursacht wird. In gleicher Weise gilt dies auch für die Leitungsverluste.

In der Tabelle VIII sind die entsprechenden Differenzwerte für Gewicht G_{dr}' und Verlust v_{dr}' in gleicher Art wie bei der vorhergehenden Tabelle VII zusammengestellt.

Die Tabellenwerte sind in Anhang I Fig. 38—46 für die Mehrgewichte und in Anhang II Fig. 47—55 für die Mehrverluste graphisch aufgezeichnet, wobei die Werte für jede der in der Tabelle aufgeführten neun verschiedenen Streckenlängen L einzeln für sich behandelt wurden, um die Übersichtlichkeit zu wahren.

Sämtliche Kurven wurden aufgestellt für die mittlere Streckenbelastung $b = 1$ Amp. und für den maximalen Spannungsabfall $e_{dr} = 1000$ Volt. Die Umrechnung für andere Spannungs- und Belastungsverhältnisse ist sehr einfach, da, wie bereits auf S. 61 erwähnt, der Klammerausdruck der Formel 42 a) für ein bestimmtes $\frac{J}{b}$ derselbe bleibt, und lediglich der Faktor vor der

Klammer entsprechend der tatsächlich vorhandenen mittleren Streckenbelastung b′ und dem zuzulassenden Spannungsabfall e_{dr}' zu ändern ist. Dasselbe tritt ein für die Verlustformel 44 a).

Für den auf S. 52 nach der exakten Methode behandelten Fall des Großkonsumenten mit 328 KW Kraftwerks-Leistung bei 15 000 Volt Spannung der Überlandzentrale würde sich bei der Streckenlänge L = 50 km und bei der Entfernung der Anschlußstelle vom Kraftwerk x = 39 km folgende Berechnung des für diesen Konsumenten anteiligen Leitungsgewichtes und der durch seine Belastung hervorgerufenen Stromverluste in der Leitung ergeben.

Die normale Gesamtbelastung der Strecke beträgt gemäß den Daten der Tabelle III auf S. 53 19,2 Amp., und zwar verteilt sich diese Belastung auf die ganze Strecke von 50 km. Die mittlere Streckenbelastung ist daher

$$b' = \frac{19{,}2}{50} = 0{,}384 \ldots \text{ Amp. pro km.}$$

Die Stromstärke des Großkonsumenten ist wie vorher (S. 54)

$$J = 15{,}7 \text{ Amp.}$$

Der charakteristische Wert $\frac{J}{b}$ wird demnach

$$\frac{J}{b'} = \frac{15{,}7}{0{,}384} = 40{,}9.$$

Nach Anhang I Fig. 43 ergibt sich für $\frac{J}{b'} = 40{,}9$ bei x = 39 km das Mehrgewicht an Kupfer zu

$$G_{dr}' = 56\,500 \text{ kg.}$$

Da dieser Gewichtswert sich auf eine mittlere Streckenbelastung von b = 1 Amp. pro km und einen Spannungsabfall von e_{dr} = 1000 Volt bezieht, so ist er auf die im vorliegenden Fall vorhandene mittlere Streckenbelastung von b' = 0,384 Amp. und auf den maximal zugelassenen Spannungsabfall von 5 %, also von e_{dr}' = 750 Volt, zu reduzieren.

$$G_{dr} = 0{,}384 \cdot \frac{1000}{750} \cdot 56\,500 = 28\,900 \text{ kg.}$$

In genau derselben Weise wie bei den Leitungsgewichten findet man aus Anhang II Fig. 52 für $\frac{J}{b} = 40{,}9$ und $x = 39$ km eine Vergrößerung der Kupferverluste um

$$v_{dr}' = 65{,}4 \text{ KW}.$$

Dieser Wert muß ebenfalls wieder auf $b' = 0{,}384$ Amp. und $e_{dr}' = 750$ Volt umgerechnet werden und ergibt sich dann zu

$$v = 0{,}384 \cdot \frac{750}{1000} \cdot 65{,}4 = 18{,}8 \text{ KW}.$$

Die aus den Kurven gefundenen Werte stimmen also recht gut mit den nach der exakten Methode errechneten Werten $G = 28\,800$ kg (S. 55) und $v = 18{,}33$ KW (S. 55) überein, trotzdem die für die allgemeinen Formeln 42a) und 44a) vorausgesetzte Bedingung, daß die Gesamtbelastung sich auf die ganze Strecke gleichmäßig verteilt, im vorliegenden Fall, wie Tabelle III zeigt, nur in sehr unvollkommenem Maße erfüllt ist.

Obwohl die Formeln 42) und 44) ein recht kompliziertes Aussehen haben, so gestaltet sich doch die tatsächliche Berechnung für die Leitungsgewichte und Verluste nach diesen graphisch dargestellten Formeln, nämlich den Kurven in den Anhängen I und II Fig. 38—55, wie die obige Berechnung zeigt, äußerst einfach.

In dem vorstehenden Beispiel war angenommen, daß der Großabnehmer durch eine eigene Stichleitung an den Hauptleitungsstrang angeschlossen war. Nun wird es aber häufig vorkommen, daß der Großabnehmer an einer längeren Stichleitung liegt, von der außer ihm noch andere Konsumenten abnehmen. Es ist leicht ersichtlich, daß ohne weiteres dieselbe Rechnungsmethode auf diese Stichleitung angewandt werden kann, wobei allerdings als zulässiger Spannungsabfall in dieser Leitung nur noch die Differenz zwischen dem maximalen Gesamtspannungsabfall und dem bereits im Anschlußpunkt auf der Hauptleitung erreichten Spannungsabfall zur Verfügung steht. Dieselbe Rechnungsmethode kann auch ohne weiteres auf die Niederspannungsleitungen in den Ortschaften ausgedehnt werden. Da bei Stichleitungen und Ortsleitungen meist verhältnismäßig wenig Abnehmer, und zwar mit den verschiedensten Belastungsverhältnissen, an dem entsprechenden Leitungsstrang ange-

schlossen sind, so wird man im allgemeinen die Voraussetzung der gleichmäßigen Belastung der Strecke hier nicht mehr machen können und daher in diesen Fällen meist die exakte Methode gemäß den Formeln 17) und 18) anwenden müssen.

6. Schema zur Selbstkostenberechnung.

Als allgemeines Beispiel für die Berechnung der Selbstkosten sei der am meisten vorkommende Fall durchgeführt, daß ein Großabnehmer, und zwar hier eine Maschinenfabrik, durch eine besondere Stichleitung direkt an einen Hauptstrang des Leitungsnetzes angeschlossen wird. Die Stichleitung und ferner die Einrichtung der Transformatorenstation nebst Transformator mögen auf Kosten der Überlandzentrale zu erstellen sein, während eine zur Unterbringung des Transformators geeignete Räumlichkeit seitens der Maschinenfabrik zur Verfügung gestellt wird. Die benötigte Höchstleistung ist 140 KW bei einer Phasenverschiebung von $\cos \varphi = 0{,}8$. Die Fabrik arbeitet das ganze Jahr hindurch mit Ausnahme der Sonn- und Feiertage, also an ca. 300 Tagen bei 10 stündiger Arbeitszeit. Dem durchschnittlichen Belastungsgrad der Maschinenfabrik entspricht ein Belastungsfaktor von $\beta = 60\ \%$. Die Elektrizität soll mit 220 Volt zum direkten Betrieb der Motoren und für Licht geliefert werden. Da Beamtenwohnungen mit Licht zu versorgen sind, ist die Elektrizität Tag und Nacht zur Verfügung zu stellen. Die Maschinenfabrik ist bereit, einen Vertrag auf 10 Jahre abzuschließen.

Die Fernleitungen der Überlandzentrale werden mit einer Spannung von 15 000 Volt zwischen zwei Phasen betrieben. Die Selbsterzeugungskosten der Elektrizität im Kraftwerk mögen in Anlehnung an das Beispiel S. 17 folgender Kostenformel entsprechen: $K = 38\,000 + 21 \cdot H + 0{,}03 \cdot E$..... Mark/Jahr. Die Maschinenfabrik schließt an einen Hauptstrang des Leitungsnetzes an, der eine Gesamtlänge von 50 km hat; der Anschlußpunkt der 6 km langen Stichleitung in die Hauptleitung befindet sich in einer Entfernung von 30 km vom Kraftwerk. Die mittlere Belastung des Hauptstranges durch die an diesem liegenden Ortschaften ist $b = 0{,}4$ Amp/km. Der bei der Maschinenfabrik aufgestellte Transformator hat eine Leistung von 140 KW bzw. 175 KVA, seine Eisenverluste betragen 1 KW, seine Kupfer-

verluste bei Vollast 3,5 KW und sein Wirkungsgrad bei Vollast ist 96,9 %.

Um den Anschluß der Maschinenfabrik zu ermöglichen, hat die Überlandzentrale, wie aus dem nachfolgenden Schema ersichtlich, zunächst Anschlußkosten im Betrage von 14 500 M. zu tragen. Dieses Anlagekapital muß seitens der Überlandzentrale verzinst werden, und zwar richtet sich der Prozentsatz nach den für geliehene Gelder oder Obligationen zu zahlenden Zinsen bzw. nach dem Dividendensatz.

Um der Wertminderung der Anlage Rechnung zu tragen, ist jährlich eine entsprechende Summe abzuschreiben. Die Abschreibung ist so zu bemessen, daß bei ordnungsmäßiger Unter-

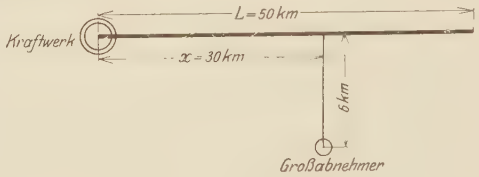

Fig. 20.

haltung die Anlage in der Nutzungszeit abgeschrieben ist bzw. bis auf den Wert, den die Anlage nach Ablauf des Vertrages noch hat. Es ist üblich, die Abschreibung als festen Prozentsatz vom Kapitalwert zu rechnen, wobei sie aber nicht als Prozentsatz vom jeweiligen Buchwert, sondern als Prozentsatz vom Anlagewert zu nehmen ist, da der Buchwert sich infolge der Abschreibungen von Jahr zu Jahr verringert, und, wenn die Abschreibungen als Prozentsatz vom Buchwert genommen würden, auch die jährliche Abschreibungssumme mit den Jahren geringer würde. Eine derartige Abschreibung würde aber nicht der tatsächlichen Wertverminderung der Anlage entsprechen, da diese von Jahr zu Jahr größer und nicht kleiner wird[1]). Es ist zweckmäßig, wenn für Zinsen und Abschreibungen zusammen ein fester Prozentsatz des Anlagewertes jährlich gerechnet wird. Da der Buchwert der Anlage infolge der Abschreibungen von Jahr zu

[1]) E. Schiff: Die Wertminderungen an Betriebsanlagen in wirtschaftlicher, rechtlicher und rechnerischer Beziehung (Bewertung, Abschreibung, Tilgung, Heimfallast, Ersatz und Unterhalt), S. 41.

Jahr geringer wird, so werden dadurch die Zinslasten mit den Jahren ebenfalls geringer. Wenn — wie oben vorgeschlagen — für Zinsen und Abschreibungen immer dieselbe Summe verwandt wird, so bleibt infolgedessen als Rest mit den Jahren eine immer größer werdende Summe übrig, welche mit zur Abschreibung benutzt werden soll. Da, wie oben erwähnt, die Wertminderung mit den Jahren tatsächlich ebenfalls größer wird, so würde eine derartige Abschreibung den wirklichen Verhältnissen gut Rechnung tragen.

Je nach der Art der Überlandzentrale muß eventuell noch die Heimfallast berücksichtigt und hierfür eine entsprechende Summe jährlich zurückgelegt werden. Für Amortisation (Tilgung) des für den Anschluß aufgewandten Baugeldes braucht jedoch kein Posten in Ansatz gebracht zu werden, weil diese Tilgung normal aus dem Betriebsgewinn zu erfolgen hat, würde auch noch getilgt, so wäre am Schluß gewissermaßen das doppelte Vermögen vorhanden[1]).

Im vorliegenden Fall wurde angenommen, daß nach Ablauf der zehnjährigen Vertragszeit die Anschlußleitung nur noch einen geringen Wert besitzt, und zwar möge er ungefähr die Kosten decken, die der Überlandzentrale bei nicht erfolgter Verlängerung des Vertrages durch die Abmontage der Leitung entstehen würden. Die Anlagekosten für die Leitung sind mithin in den zehn Vertragsjahren vollständig abzuschreiben. Der Transformator und die Schalteinrichtung haben jedoch infolge ihrer langen Lebensdauer nach 10 Jahren noch einen erheblichen Wert und zwar betrage dieser noch etwa 30 % des Neuwertes. Die Abschreibung erfolgt daher mit einem entsprechend geringeren Prozentsatz.

Infolge des Anschlusses der Maschinenfabrik reichen die vorhandenen Maschinen nicht mehr aus, bzw. es wird während der 10 Jahre der Vertragsdauer voraussichtlich eine Vergrößerung der Maschinenleistung erforderlich. Die anteiligen Maschinenkosten berechnen sich gemäß der Kostenformel des Kraftwerkes nach der Höchstleistung der Maschinenfabrik, dem Belastungsfaktor und den Wirkungsgraden der Leitung und des Transformators.

---

[1]) E. Schiff, a. a. O., S. 77.

Die Lieferung der elektrischen Energie geschieht unter Benutzung eines Hauptleitungsstranges des allgemeinen Netzes. Da die Maschinenfabrik von dem vorhandenen Leitungsquerschnitt infolge ihrer Belastung einen bestimmten Teil ganz allein für sich in Anspruch nimmt und dadurch den für die übrigen Konsumenten zur Verfügung stehenden Querschnitt schmälert, so wird eine Verstärkung der Leitung sofort bzw. innerhalb der 10 Vertragsjahre nötig werden. Das anteilige Gewicht der Leitung, das ausschließlich von der Maschinenfabrik in Anspruch genommen wird, berechnet sich nach Formel 42 a). Da das Leitungskupfer sich nicht abnutzt und infolgedessen seinen Materialwert behält, wäre eine Abschreibung eigentlich nicht erforderlich, wenn der Kupferpreis ständig derselbe bliebe. Da dieses aber nicht vorauszusehen ist, so ist eine freiwillige Abschreibung vielleicht in 25 Jahren auf den halben Wert angebracht. Diese freiwillige Abschreibung stellt dann eine Rücklage dar, die abschlußrechtlich ein Gewinn ist, es aber wirtschaftlich infolge niedrigeren Kupferstandes nicht zu sein braucht[1]). Die anteiligen Kosten für die Montage der Leitung müssen dagegen in den 10 Vertragsjahren vollständig abgeschrieben werden, da es fraglich ist, ob der Vertrag verlängert wird, und jedenfalls mit dem Falle der Kündigung des Vertrages gerechnet werden muß. Für Reparaturen und Instandhaltung der Leitung ist jährlich noch eine entsprechende Summe vorzusehen.

Der Transformator ist Tag und Nacht im Betrieb und es sind daher während der ganzen 8760 Stunden des Jahres die Eisenverluste zu decken. Die Selbstkosten für diese Leerlaufsverluste sind gleich den reinen Betriebskosten im Kraftwerk vergrößert um die Verluste in der Freileitung.

Für die Verwaltung sind die Mehrkosten einzusetzen, die durch Ausstellung der Rechnungen und durch das Revidieren und Ablesen der Zähler entstehen. Im Verhältnis zu der Summe, die der Großabnehmer für seinen Elektrizitätsbezug zu zahlen hat, ist der Betrag meist gering. Im vorliegenden Fall ist er auf 102 M. geschätzt worden.

Um die Leistung, mit der die Maschinenfabrik das Kraftwerk beansprucht, berechnen zu können, muß zunächst der

---

[1]) E. Schiff: a. a. O., S. 26.

Leitungsverlust geschätzt werden. Aus den Kurven des Anhangs II Fig. 52 ergibt sich hinterher die entsprechende Kontrollrechnung.

Da die Elektrizität von der Niederspannungsseite des Transformators ab geliefert werden muß, so kommen zu den reinen Betriebskosten im Kraftwerk noch die Verluste in der Leitung und die Kupferverluste im Transformator hinzu.

Schema.

I. Allgemeine Daten.

A. Konsument.

1. Konsument: Maschinenfabrik X.
2. Wohnsitz: Y.
3. Höchstleistung: $H = 140$ KW bei $\cos \varphi = 0{,}8$.
4. Belastungsfaktor: β geschätzt auf 60 %.
5. Arbeitsweise: Normaler Tagesbetrieb an 300 Arbeitstagen bei 10stündiger Schicht.
6. Art der Elektrizitätslieferung:
   Drehstrom-Niederspannung 220 Volt ab Transformator.
7. Vertragsdauer: 10 Jahre.

B. Überlandzentrale.

8. Spannung der Fernleitungen: $E_p = 15\,000$ Volt zwischen zwei Phasen.
9. Kostenformel des Kraftwerks:
   $K = 38\,000 + 21 \cdot H + 0{,}03 \cdot E$.....Mark/Jahr.
10. Länge der Hauptstrecke: $L = 50$ km.
11. Mittlere Belastung der Hauptstrecke: $b = 0{,}4$ Amp/km.
12. Zulässiger Spannungsabfall am Ende der Hauptstrecke:
    $e_{dr} = 750$ Volt,
13. Entfernung des Abschlußpunktes auf der Hauptstrecke vom Kraftwerk: $x = 30$ km.
14. Anschlußkosten:
    Stichleitung von 6 km Länge = 10 000 M.
    Transformator mit Schalt- und Zählereinrichtung 4500 M.
15. Transformatorendaten:
    Leistung des Transformators: 175 KVA bzw. $\sim$ 140 KW bei $\cos \varphi = 0{,}8$.
    Eisenverluste des Transformators: $v_e = 1$ KW.

Kupferverlust des Transformators bei $^1/_1$ Last:
$v_k = 3{,}5$ KW.
Wirkungsgrad des Transformators bei $^1/_1$ Last:
$\eta_T = 96{,}9\ \%$.

II. Berechnung.

1. Stichleitung . . . . . 10 000 Mark
Transformator mit Schalt- und Zählereinrichtung . . . . . 4 500 „
Summa: 14 500 Mark

Zinsen 5 % von 14 500 M. . . . . 725 Mark
Abschreibung für die Leitung, 8 % v. 10 000 M. . 800 „
Abschreibung für Transformator und Einrichtung, 5,5 % v. 4500 M. . . . . 250 „
Reparaturen und Instandhaltung, 1,5 % v. 14 500 M. . . . . 220 „
Jährliche Anschlußkosten = ... 1995 Mark

2. Höchstleistung im Kraftwerk
(Leitungswirkungsgrad geschätzt auf $\eta_L = 95\ \%$):

$$H_0 = H \cdot \frac{\beta}{\eta_L \cdot \eta_T} = 91{,}5 \text{ KW}.$$

Jährliche Maschinenkosten bei a = 21 nach der Kostenformel des Kraftwerkes (Formel 4 S. 13)

$$a \cdot H_0 = 1920 \text{ Mark}.$$

3. Strom in der Leitung

$$J = \frac{H_0}{E_p \cdot \cos\varphi \cdot \sqrt{3}} = 4{,}4 \text{ Amp}.$$

$$\frac{J}{b} = 11.$$

Anteiliges Gewicht an der Hauptleitung nach Anhang I Fig. 43

für $L = 50$, $x = 30$ und $\frac{J}{b} = 11$

$G_{dr}' = 10\,500$ kg.

Reduziert auf $b' = 0{,}4$ Amp/km und $e_{dr}' = 750$ Volt.

$$G = b' \cdot \frac{1000}{e_{dr}'} \cdot G_{dr}' = 5600 \text{ kg}.$$

Kupferkosten: 5600 kg à 1,60 M. = ∼ . . .	9 600 Mark
Montagekosten: 5600 kg à 0,25 M. = . . .	1 400 „
	11 000 Mark
Zinsen 5 % v. 11 000 M.	550 Mark
Abschreibungen für Kupfer, 1 % v. 8400 M. .	84 „
Abschreibung für Montage, 8 % v. 1400 M. . .	112 „
Reparaturen und Instandhaltung, 1 % v. 11 000 M.	110 „
Jährliche anteilige Kosten an der Hauptleitung =	856 Mark

4. Jährliche Kosten für Leerlauf des Transformators:

$$\frac{8760 \cdot v_e \cdot \alpha}{\eta_L} = 277 \text{ M.}$$

5. Verwaltung und Sonstiges geschätzt auf . . . 102 Mark
6. Verluste in der Hauptleitung:
   Verlust nach Anhang II Fig. 52 für

$$L = 50,\ x = 30 \text{ u. } \frac{J}{b} = 11,\ v_{dr}' = 15{,}2 \text{ KW.}$$

Reduziert auf $b' = 0{,}4$ Amp. und $e_{dr}' = 750$ Volt.

$$v = b' \cdot \frac{e_{dr}'}{1000} \cdot v_{dr}' = 4{,}66 \text{ KW.}$$

Wirkungsgrad der Hauptleitung:

$$\eta_L = \frac{H_0}{H_0 + v} \sim 95\ \%$$

(stimmt mit Schätzung überein).

Kupferverlust im Transformator bei 140 KW[1])

$$v_k = 3{,}5 \text{ KW, also } \varepsilon_k = 0{,}025.$$

Preis der KW-Stunde am Transformator unter Vernachlässigung der geringfügigen Verluste in der Stichleitung (Formel 12 S. 35).

$$\alpha \cdot \frac{(1 + \varepsilon_k)}{\eta_L} = 3{,}25 \text{ Pf.}$$

[1]) Da der Transformator ausschließlich von der Maschinenfabrik allein gebraucht wird, gehen die gesamten Verluste im Transformator zu Lasten der Maschinenfabrik, d. h. zur Berechnung der im Kupfer des Transformators in Stromwärme umgesetzten Kilowattstunden ist die volle Leistung von 140 KW in Rücksicht zu ziehen.

Jährliche feste Kosten.

II 1.	Anschlußkosten: Stichleitung, Transformator, Schalt- und Zähleinrichtung	1995 Mark
II 2.	Maschinenkosten	1920 „
II 3.	Anteilige Kosten an der Hauptleitung	856 „
II 4.	Stromkosten für Leerlauf des Transformators .	277 „
II 5.	Verwaltung und Sonstiges	102 „
	Summa:	5150 Mark

Bewegliche Kosten.

II 6.	Kosten für die niederspannungsseitig am Transformator abgegebene KW-St.	0,0325 Mark

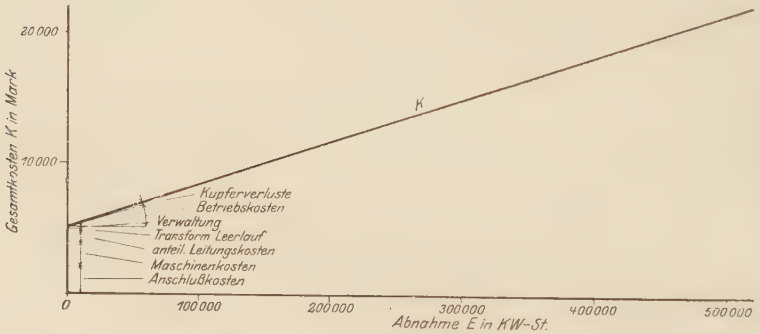

Fig. 21. Selbstkosten der Überlandzentrale für die Maschinenfabrik

Das Ergebnis der Selbstkostenberechnung ist in Fig. 21 dargestellt. Die Kostenkurve nimmt ihren Anfang entsprechend den festen jährlichen Kosten von 5150 M. und verläuft als gerade Linie unter einer Neigung entsprechend 3,25 Pf. für die KW-St. gegen die Abszissenachse. Aus dieser Kurve kann dann ohne weiteres der Gesamtbetrag der Selbstkosten für jede beliebige Elektrizitätsabnahme seitens der Maschinenfabrik entnommen werden.

Dritter Teil.

Bestimmung des Tarifes.

1. Selbstkosten des Abnehmers bei eigener Kraftanlage.

Im vorhergehenden Teil wurde ausgeführt, wie dem Elektrizitätswerk durch den Anschluß eines Konsumenten direkte Mehrkosten der verschiedensten Art entstehen und es wurde angegeben, wie sich dieses Mehr an Selbstkosten angenähert berechnen läßt. Unter diesen Selbstkosten darf das Elektrizitätswerk auf keinen Fall verkaufen, da es sonst direkt Geld zusetzen würde. Die Aufstellung der Selbstkosten gibt also gewissermaßen die unterste Grenze an, zu welchem Preise das Elektrizitätswerk noch Strom verkaufen kann.

Es ist nun aber nicht empfehlenswert, lediglich auf Grund dieser Selbstkosten den Tarif für den Konsumenten auszuarbeiten, vielmehr ist hierfür die Wertschätzung, die der Konsument dem Elektrizitätsbezug entgegenbringt, maßgebend, d. h. das kaufmännische Prinzip hat Gültigkeit, daß der Preis einer Ware durch Angebot und Nachfrage bestimmt wird.

„Was werden und können die Abnehmer gerade noch bezahlen?“ muß für die Tarifbestimmung maßgebend sein, und nicht „Wie ist durch die Selbstkosten und deren Verminderung im Laufe der Zeit der Tarifpreis und dessen Herabsetzung gerechtfertigt?“ [1]).

Hiermit soll nun natürlich nicht gesagt sein, daß das Elektrizitätswerk die Unreellität zum Prinzip erheben soll und sich vielleicht von einem geschäftsuntüchtigen Konsumenten Phantasie-

[1]) Dr.-Ing. Meyer: Die Bedeutung neuer wirtschaftlich technischer Erfahrungen und Erfolge für die Entwicklung elektrischer Energieversorgungsanstalten. ETZ. 1911, S. 203.

preise bezahlen läßt. Durch den normalen Krafttarif für Kleinabnehmer ist ja bereits sowieso eine Höchstgrenze gesetzt, die ohne stichhaltige Begründung nicht überschritten werden kann. Die vielfach übliche Festsetzung der Tarife lediglich nach den Selbstkosten des Elektrizitätswerkes ist recht einseitig, da ein Konsument, der sich seinen Energiebedarf anderwärts billiger und besser beschaffen kann, sich auch dem in bezug auf die Selbstkosten des Elektrizitätswerkes gerechtesten Tarif nicht nschließen wird.

Die alleinige Berücksichtigung der Wertschätzung durch den Konsumenten ist aber auch nicht richtig, da vielfach die Wertschätzung gerade bei Großkonsumenten infolge der billigen Eigenerzeugung der Elektrizität recht gering ist und die Gefahr bestehen würde, daß die untere Grenze, die reinen Selbstkosten für das Elektrizitätswerk, nicht erreicht würde. Es ist ferner zu bedenken, daß mit den Großabnehmern immer langjährige Verträge eingegangen werden, und daß sich also der Verlust jedes Jahr wiederholen würde. Man kann den Verkauf der Elektrizität in dieser Beziehung auch nicht mit einem rein kaufmännischen Geschäft vergleichen, bei dem es wohl vorkommen kann, daß aus Reklamerücksichten einmal unter Preis verkauft wird.

Die Wertschätzung, die ein Großkonsument der Elektrizität entgegenbringt, läßt sich nun ziemlich gut zahlenmäßig ausdrücken, nämlich durch die Selbstkosten, die ihm durch die Krafterzeugung mit eigenen Maschinen entstehen würde. Hinzu kommen allerdings noch eine Reihe von subjektiven Momenten, nämlich die indirekten Vorteile, die der Elektrizitätsbezug mit sich bringt, wie: Fortfall der eigenen Anlage; geringer Kapitalbedarf für den Anschluß; die Vergrößerung des Werkes ist an beliebiger Stelle und in beliebigem Umfange unter Aufwendung ganz geringer Kosten möglich; die bei dem Elektrizitätswerk vorhandene Reserve bietet größere Betriebssicherheit als die eigene Anlage, die oft aus Billigkeitsrücksichten ohne ausreichende Reserve vorgesehen wird; eine eventuelle Vergrößerung der Anlage braucht nicht lange Zeit im voraus berücksichtigt und hierfür Kapital festgelegt zu werden, vielmehr kann das für die Kraftanlage sonst erforderliche Kapital im Betrieb mit arbeiten. Die Vorteile, die im Wesen der Elektrizität begründet sind, nämlich daß der Einzel- oder Gruppenantrieb ermöglicht, die Riemen und

Seiltransmissionen abgeschafft und das Fabrikterrain besser ausgenutzt werden kann, können allerdings von dem Großkonsumenten auch durch Erstellung einer eigenen elektrischen Kraftstation, aber meist nur unter großen Unkosten, ausgenutzt werden.

Die Vorzüge des Elektrizitätsbezuges können oft wohl die Möglichkeit der Erzielung eines höheren Preises herbeiführen, andererseits sind sie aber selten ausschlaggebend, da die eigene Kraftanlage auch einen sehr geschätzten Vorteil mit sich bringt, nämlich, daß man „Herr im eigenen Hause" bleibt. Der wesentlichste Punkt wird immer die Kostenfrage sein, ob die Krafterzeugung bei eigener Kraftanlage oder bei Bezug durch das Elektrizitätswerk sich billiger stellt. Daher sind hauptsächlich die Kosten, die dem Konsumenten durch eine eigene Kraftanlage entstehen würden, als Basis für die Tarifbestimmung anzusehen.

Es wird infolgedessen zur Aufstellung eines zweckmäßigen Tarifes erforderlich sein, daß man für jeden Fall des Anschlusses eines Großkonsumenten eine Rentabilitätsberechnung aufstellt. Besteht bereits bei dem betreffenden Anschlußnehmer eine Krafterzeugungsanlage, so wird man die erforderlichen Zahlen über Anlagekosten, Löhne, Betriebskosten usw. oft vom Besitzer erfahren können. Bei Neuanlagen werden die Offerten und Rentabilitätsberechnungen der sich um den Bau bewerbenden Firmen, zu berücksichtigen sein. Letztere Rentabilitätsberechnungen sind aber natürlich mit etwas kritischem Auge zu betrachten.

In vielen Fällen wird es jedoch unmöglich sein, zuverlässige Zahlen direkt zu erhalten, und es bleibt dann dem Betriebsleiter des Elektrizitätswerkes nichts anderes übrig, als selbst eine angenäherte Rentabilitätsberechnung für eine eigene Kraftanlage des Konsumenten aufzumachen, um eine richtige Grundlage für das Preisangebot zu haben.

Die Selbstkosten des Konsumenten bei einer eigenen Kraftanlage wird man wie üblich wieder in feste und bewegliche Kosten trennen. Es ist zunächst Kapital aufzuwenden für Grundstück und Baulichkeiten. Dieser Wert läßt sich natürlich nicht allgemein bestimmen, vielmehr sind hier die näheren Verhältnisse, die Lage, die Gegend, ob Neuanlage oder Umbau usw. maßgebend. Für den Betriebsleiter des Elektrizitätswerkes wird es im allgemeinen nicht allzu schwierig sein, sich auf Grund von Orientierungen

an Ort und Stelle ein einigermaßen richtiges Bild zu machen, Die nächste Frage, welche auch die Anlagekosten berührt, ist dann, welche Art von Krafterzeugungsmaschinen in Frage kommt, ob Dampfmaschinen, Dampflokomobilen, Sauggasmotoren, Dieselmotoren oder andere. Der Preis dieser Maschinen ist natürlich von der Größe und Tourenzahl usw. abhängig, dann aber auch von der Marktlage. Genau richtige Preise sind natürlich schwer zu erlangen, doch geben gute Nachschlagebücher[1]) hierüber ziemlich zuverlässige allgemeine Werte, nach denen man die für den bestimmten Fall in Frage kommenden Werte schätzen kann. Für die Wahl der Betriebsart, ob Dampf oder Diesel usw., sprechen häufig auch wieder örtliche Verhältnisse mit, wie Preise der verschiedenen Brennstoffe, Verteuerung durch schwierige Anfuhrverhältnisse, ferner die Wünsche des Besitzers der Fabrik u. a.

Das Anlagekapital muß verzinst werden, und es spielt für die Bemessung des Zinssatzes die Geschäftslage des Konsumenten eine Rolle, d. h. ob viel flüssiges Kapital zur Verfügung steht bzw. billiger Kredit vorhanden ist oder nicht.

Für die Bemessung der Abschreibungsquoten ist die Lebensdauer der Maschinen und Apparate maßgebend. Diese hängt natürlich auch zum Teil von der Behandlung der Maschinen ab; so werden z. B. die sachgemäß behandelten Maschinen in einem großen Elektrizitätswerk eine längere Lebensdauer haben als die Maschinen einer kleinen Anlage, bei der überall gespart wird, und die deshalb oft nur einem mangelhaft vorgebildeten, gering entlohnten Maschinisten anvertraut sind. Handelt es sich bei der Fabrik um einen Saisonbetrieb (z. B. Zuckerfabrik), d. h. ist die Fabrik nur während einiger Monate im Betrieb und wird in der übrigen Zeit stillgelegt, und ist infolgedessen jedes Jahr ein neuer Maschinist für die Kraftanlage da, so werden natürlich auch hier nicht immer die besten Kräfte vorhanden sein und der Zustand der Maschinenanlage hierunter leiden. Von der Behandlung und von der Abnutzung der Maschinen sind dann weiter auch die Kosten für Instandhaltung und Reparaturen abhängig. Im allgemeinen kann man für diese einen ziemlich konstant bleibenden Prozentsatz der Anlagekosten einsetzen.

[1]) Joly: Technisches Auskunftsbuch. — F. Hoppe: Wie stellt man Projekte, Kostenanschläge und Betriebskostenberechnungen für elektrische Licht- und Kraftanlagen auf?

Für die Höhe der Gehälter und Löhne sind natürlich ebenfalls die örtlichen Verhältnisse und die Art des Betriebes maßgebend. Die Löhne hängen zum Teil auch direkt von der Zahl der erzeugten KW-St. ab[1]). Allerdings macht sich dieses rechnungsmäßig fast nur bei größeren Elektrizitätswerken bemerkbar, während in kleineren Kraftwerken, wo nur wenig Leute zur Bedienung der Kraftanlage vorhanden sind, die Zahl der abgegebenen KW-St. auf die Höhe der Löhne nur geringen Einfluß hat.

Zu diesen festen Kosten, die nur von der Größe der Anlage abhängen und jedes Jahr in gleicher Höhe wiederkehren, kommen nun noch die beweglichen Kosten, die von der Menge der erzeugten KW-St. abhängig sind. Über den Brennstoffverbrauch geben die Maschinenfirmen Garantiezahlen an; doch diese sind mit Vorsicht zu gebrauchen, da sie in der Praxis oft ganz erheblich überschritten werden. Die Garantiezahlen sind Werte, die auf Grund von Paradeversuchen gefunden sind, welche unter den günstigsten, in der Praxis naturgemäß nicht eintretenden Bedingungen vorgenommen werden.

Einen großen Einfluß auf den Brennstoffverbrauch hat die Wartung der Anlage. So wird der wirkliche Brennstoffaufwand insbesondere bei einer Dampfanlage wesentlich vergrößert durch die nicht immer vollkommene Art der Kesselbedienung, der Bedienung und Unterhaltung der Dampfleitung und Entwässerungseinrichtungen, der Instandhaltung der Maschine, deren Ventile namentlich bei Heißdampfbetrieb öfter nachgeschliffen werden müssen.

Im Gegensatz zum Dampfkesselbetrieb ist der Generatorbetrieb bei Sauggasanlagen weniger von der Geschicklichkeit der Bedienung abhängig. Bei den Gaskraftmaschinen sind aber auch, um einem zu großen Brennstoffverbrauch vorzubeugen, deren Ventile und Kolben häufiger zwecks Reinigung und Nachdichtung auszubauen. Wenn dieses nicht oder nur unzureichend geschieht, wird der Brennstoffverbrauch sich entsprechend vergrößern.

Bei dem Dieselmotor ist die Bedienung einfacher, da er seine Brennstoff- und Luftzufuhr selbst reguliert. Man ist infolgedessen von der Geschicklichkeit des Bedienungspersonals in dieser Beziehung unabhängiger.

[1]) Agthe: Bericht der Kommission IV (für Tarife). Mitteilungen der Vereinigung der Elektrizitätswerke, 1905, S. 4.

Neben der mit der Bedienung und Instandhaltung zusammenhängenden Beeinflussung des Brennstoffverbrauches kommen im praktischen Betriebe noch der Grad der Belastung und die tägliche Betriebszeit in Frage, die selten so günstig sind wie bei Versuchen und daher ebenfalls den Brennstoffverbrauch, in erster Linie bei Gaskraft- und dann auch bei Dampfmaschinenanlagen, heraufsetzen[1]).

Handelt es sich um die Elektrisierung einer bereits vorhandenen Kraftanlage, so sind die Gesamtbrennstoffkosten bekannt. Aber hier wird meist seitens des Leiters der Fabrik der Fehler gemacht, daß der Bedarf an KW-St. ganz erheblich überschätzt wird. Wenn die Fabrik z. B. an 300 Tagen im Jahr mit zehnstündiger Schicht arbeitet, so wird der Fabrikleiter fast immer zur Berechnung des Elektrizitätsbedarfes seine Maschinenleistung mit der Anzahl der Arbeitsstunden, also hier 3000, multiplizieren und auf KW-St. umrechnen. Über die Größe der Schwankungen im tatsächlichen Kraftverbrauch und über den starken Einfluß kleiner Betriebspausen wird er sich sehr selten ein klares Bild machen können. Da aber bei den weitaus meisten Fabrikationszweigen bei 3000stündiger Arbeitszeit die Benutzungsziffer der Anlage nur zwischen 1200 und 1800 Stunden liegt, so wird so der Gesamtbedarf oft um mehr als das Doppelte überschätzt[2]).

Für die Kosten des Brennstoffmaterials selbst ist natürlich die Lage des Ortes von großem Einfluß, da außer den Rohpreisen des Brennmaterials noch die Kosten für Fracht und Anfuhr zu tragen sind. Bei Überlandzentralen ist gerade der Fall ziemlich häufig, daß Großabnehmer, z. B. Steinbrüche, Ziegeleien u. dgl., ziemlich weit von einer Bahnstation entfernt liegen und so das Brennmaterial durch die Anfuhrkosten wesentlich verteuert wird.

Als weitere Betriebskosten sind noch die Kosten für Schmier-, Putz- und Dichtungsmaterial einzusetzen. Diese hängen allerdings nur ziemlich unwesentlich von der Anzahl der direkt erzeugten KW-St. ab, da sie eigentlich immer in fast gleicher Größe während der ganzen Zeit auftreten, wenn die Maschine läuft, d. h. also von den Arbeitsstunden der Maschine abhängig sind. Da aber

[1]) E. Josse: Neuere Kraftanlagen, S. 96.
[2]) Dr. B. Thierbach: Betriebsführung städtischer Werke, S. 27.

zwischen Arbeitsstunden und dem tatsächlichen Kraftbedarf für einen gegebenen Betrieb meist ein ziemlich bestimmtes Verhältnis besteht, so ist es üblich, die Kosten für Schmier-, Putz- und Dichtungsmaterial auch pro KW-St. zu rechnen, obwohl dieses streng genommen nicht richtig ist.

Es werde angenommen, daß die Maschinenfabrik X nach dem Beispiel auf S. 85 vor einem Neubau steht und eine Entscheidung zu treffen hat, ob sie sich ein eigenes elektrisches Kraftwerk mit Lokomobilenbetrieb anlegen soll oder statt dessen sich lieber an die Überlandzentrale anschließt. Die Überlandzentrale wird daher zur Abgabe eines Preisangebotes auf Elektrizitätslieferung aufgefordert.

Als Basis für die Tarifbestimmung stellt sich die Überlandzentrale folgende Rentabilitätsberechnung auf:

Benötigt wird eine Leistung von maximal 140 KW. Die Kosten für eine stationäre Heißdampf-verbund-Lokomobile für 160 PSe Dauerleistung stellt sich auf ca.	30 000 Mark
Eine Drehstromdynamo für 175 KVA Leistung, sowie die zugehörige Schalteinrichtung kostet fertig montiert ca.	7 000 „
Der Umbau des Gebäudes erfordert schätzungsweise einen Kostenaufwand von ca.	5 000 „
Anlagekapital =	42 000 Mark

Verzinsung.

Das Anlagekapital ist jährlich mit 5 % zu verzinsen; 5 % von 42 000 Mark	2 100 Mark

Abschreibung.

Für das Gebäude wird eine Lebensdauer von 30 Jahren angenommen, und es ist demgemäß mit 1,5% abzuschreiben; 1,5% von 5000 Mark	75 „
Da für die Lokomobile mit einer verhältnismäßig wenig guten Wartung zu rechnen ist, so sei die Lebensdauer derselben zu 12 Jahren angenommen; sie ist dann abzuschreiben mit 6,5 % von 30 000 Mark	1 950 „
	2 025 Mark

Übertrag	2 025 Mark
Für die Dynamo kann man mit einer wesentlich längeren Lebensdauer, und zwar mit ca. 20 Jahren, rechnen; die Abschreibungsquote wird 3 % von 7000 Mark	210 „
	2 235 Mark

Instandhaltung und Reparaturen.

Gebäude, 1 % von 5000 Mark	50 Mark
Lokomobile, 2 % von 30 000 Mark	600 „
Dynamo, 1,5 % von 7000 Mark	105 „
	755 Mark

Gehälter und Löhne.

Ein Maschinist	1 500 Mark
Ein Hilfsarbeiter, anteilig	600 „
	2 100 Mark

Versicherung und Sonstiges.

Die entsprechenden Kosten werden geschätzt auf ca.	210 Mark

Brennstoffverbrauch.

Es werde angenommen, daß die Lokomobile durchschnittlich unter $^3/_4$ Last läuft. Der bei dieser Belastung von der Maschinenfabrik garantierte Brennstoffverbrauch beträgt 2,2 kg Braunkohle von 3000 WE pro effektive PS-St. Bei einem Wirkungsgrad der Dynamomaschine bei $^3/_4$ Last von 90 % sind demnach zur Erzeugung einer KW-St. erforderlich:

$$\frac{2{,}2}{0{,}736 \cdot 0{,}90} = 3{,}33 \text{ kg}.$$

Für zeitweises ungünstiges Arbeiten der Dynamomaschine, für Verluste in der Dampfleitung und für das tägliche neue Anheizen der Lokomobile ist ein Zuschlag von ca. 25 % zu machen. Bei einem Kohlenpreis von 8 Mark pro Tonne einschl Anfuhrkosten stellen sich dann die Kohlenkosten auf

$$\frac{1{,}25 \cdot 3{,}33 \text{ kg} \cdot 8 \text{ M.}}{1000} = 3{,}33 \text{ Pf. für die KW-St.}$$

Schmier-, Putz- und Dichtungsmaterial.

Die entsprechenden Kosten werden bei dem vorliegenden Betrieb ungefähr geschätzt auf 0,37 Pf. für die KW-St.

Feste jährliche Kosten.

Zinsen	2100 Mark
Abschreibungen	2235 „
Reparaturen und Instandhaltung	755 „
Gehälter und Löhne	2100 „
Versicherung und Sonstiges	210 „
	7400 Mark

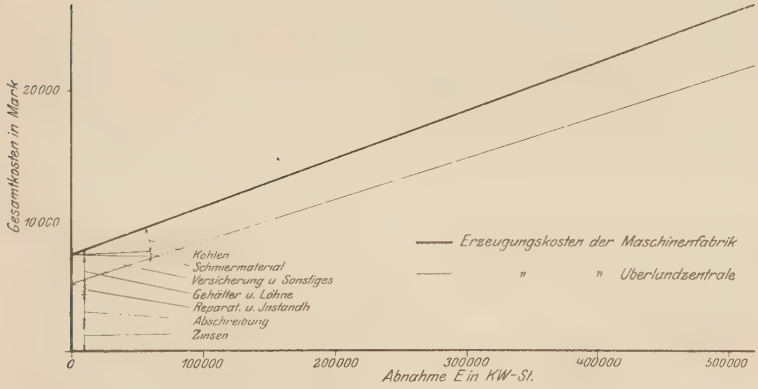

Fig. 22. Erzeugungskosten der Maschinenfabrik für eigene Kraftanlage und Selbstkosten der Überlandzentrale.

Bewegliche Kosten.

Kohlenkosten	3,33 Pf. für die KW-St.
Schmiermaterial usw.	0,37 „ „ „ „ „
	3,70 Pf. für die KW-St.

In Fig. 22 ist die Kostenkurve für die eigene Krafterzeugungsanlage der Maschinenfabrik in der üblichen Weise wieder aufgezeichnet worden. Vergleichshalber ist auch die Selbstkostenkurve für die Überlandzentrale, sowie sie sich nach der Berechnung S. 85 ergibt, mit eingetragen worden. Beide Kurven haben denselben Charakter. Sie sind gerade Linien, die von der Ordinaten-

achse eine bestimmte Strecke abschneiden und unter einer gewissen Neigung zur Abszissenachse verlaufen. Da die Kurve für die Eigenerzeugung der Elektrizität seitens des Konsumenten wesentlich über der Selbstkostenkurve der Überlandzentrale liegt, so dürfte sich für diese durch Abgabe der Elektrizität zu einem geeigneten Tarif, der sich den Selbstkosten des Konsumenten nähert, noch ein guter Gewinn erzielen lassen.

2. Stromlieferung nach dem reinen Zählertarif.

Die Ausführung des Tarifes selbst kann in der verschiedensten Form geschehen, und es hat jede Ausführungsform ihre Vor- und Nachteile und infolgedessen ihre Freunde und Gegner[1]). Allgemeine Forderungen für ein Tarifschema sind, daß keine Faktoren sich besonders breit machen, die dem Konsumenten unwichtig und unbekannt sind. Einfachheit und Verständlichkeit ist so weit wie möglich anzustreben, wobei allerdings nicht ins Extrem verfallen werden soll, daß man nur deshalb den kaufmännisch einfachsten Tarif nimmt; sondern es sind die beiderseitigen Interessen vom Konsumenten sowohl als auch vom Produzenten in möglichst einfacher Weise zu berücksichtigen[2]). Es ist dabei im Auge zu behalten, daß bei wirtschaftlichen Unternehmungen immer der am besten fährt, der auch den Vorteil des anderen wahrt.

Der in seiner äußeren Form einfachste Tarif ist jedenfalls der reine Zählertarif, nach welchem die Gesamtabnahme in Kilowatt-Stunden gezählt wird und für jede Kilowatt-Stunde, ganz unabhängig von der Höhe und Art der Elektrizitätsabnahme, derselbe Einheitspreis berechnet wird. Der reine Zählertarif besitzt jedenfalls den Vorzug der größten Einfachheit und leichten Verständlichkeit, weshalb er den Abnehmern auch meist sehr sympathisch ist.

Will man den reinen Zählertarif anwenden, so ist es vor allem wichtig, den Verbrauch in ziemlich engen Grenzen genau

---

[1]) Eine kurze Zusammenstellung der gebräuchlichen Tarife ist enthalten in: v. Rziha und Seidener: Starkstromtechnik, Taschenbuch für Elektrotechniker, S. 251.

[2]) Siegel: Die Preisstellung beim Verkauf elektrischer Energie, S. 130.

zu kennen. Bei der Schätzung des Verbrauches besteht nun, wie vorher erwähnt, meistens leider keine Übereinstimmung zwischen dem Konsumenten und dem Elektrizitätswerk, da der Verbraucher aus Unkenntnis oder auch aus Selbstüberhebung seinen Verbrauch oft überschätzt. Bei dem vorher behandelten Beispiel der Maschinenfabrik wird sich der Fabrikleiter den Verbrauch vielfach so ausrechnen, daß er die volle Leistung der Maschine von 140 KW

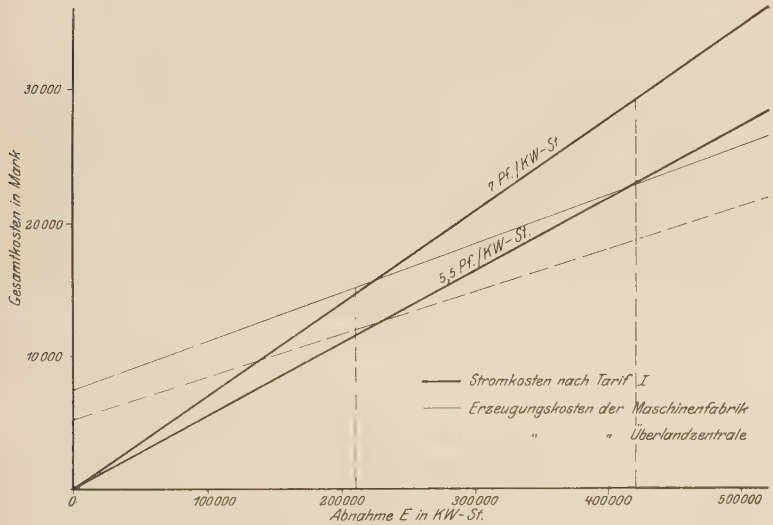

Fig. 23. Reiner Zählertarif.

mit der Zahl der Arbeitsstunden, hier also 3000, multipliziert. Auf diese Weise kommt er zu einem Verbrauch von 420 000 KW-St. Er berechnet sich dann die diesem Verbrauch entsprechenden Selbstkosten, wenn er sich eine eigene Kraftanlage erstellen würde, gemäß den auf S. 95 ff. gegebenen Daten wie folgt:

Feste Kosten		7 400 Mark
Bewegliche Kosten, 420 000 KW-St.	3,7 Pf. .	15 500 „
	Gesamtkosten =	22 900 Mark

Durchschnittskosten für die KW-St.:

$$\frac{22\,900 \cdot 100}{420\,000} = 5{,}46 \text{ Pf.}$$

Da der Fabrikleiter den Vorzügen, die der Anschluß an die Überlandzentrale ihm bringt, einen gewissen Wert beilegt, so möge er sich im vorliegenden Fall mit einem geringen Mehrpreis einverstanden erklären und mit der Gewährung eines Einheitspreises von 5,5 Pf. für die KW-St. einverstanden sein.

Tarif I.

Es tritt für den Elektrizitätsverbrauch ein Einheitspreis von 5,5 Pf. für die Kilowatt-Stunde ein.

Zeichnen wir in Fig. 23, in welcher die Selbstkostenkurven für die Überlandzentrale und für den Konsumenten bei eigener Kraftanlage (nach Fig. 22) eingetragen sind, vom Nullpunkt des Koordinatensystems ausgehend eine gerade Linie unter einem Neigungswinkel entsprechend 5,5 Pf./KW-St. ein, so ist dieses die Tarifkurve. Wir sehen aus der Figur ohne weiteres, daß der Einheitspreis von 5,5 Pf. für die Überlandzentrale annehmbar und mit einem gewissen Verdienst verbunden wäre, wenn tatsächlich der Konsum von 420 000 KW-St. erreicht würde. Erfahrungsgemäß ist nun aber der Konsum in derartigen Maschinenfabriken ganz erheblich geringer, und zwar möge im vorliegenden Fall, gemäß der Schätzung des Betriebsleiters der Überlandzentrale, höchstens eine Benutzungsziffer von 1500 in Frage kommen. Der tatsächliche Konsum würde sich dann also berechnen zu 140 KW · 1500 = 210 000 KW-St.

Wie Fig. 23 zeigt, betragen die Selbstkosten für die Überlandzentrale bei 210 000 KW-St. ca . . 12 000 Mark
Wenn der Maschinenfabrik der ohne genaue Prüfung berechtigt erscheinende Wunsch des Einheitspreises von 5,5 Pf. pro KW-St. gewährt worden wäre, würden die Einnahmen betragen . 11 550 „
Zuschuß = 450 Mark

Statt des erwarteten Gewinnes würde also die Überlandzentrale jährlich sogar noch einen direkten Zuschuß von 450 Mark zu leisten haben, wodurch also das Geschäft für die Überlandzentrale direkt verlustbringend würde.

Vor allem hatte die Überlandzentrale gar nicht nötig, den Strom so billig abzugeben, da der Konsument bei einem Verbrauch

von nur 210 000 KW-St. tatsächlich bei der eigenen Zentrale ganz erheblich größere Ausgaben, und zwar nach der Selbstkostenkurve von ca. 15 150 Mark, gehabt hätte. Diesem Konsum würde ein Durchschnittspreis von 7,2 Pf. für die KW-St. entsprechen, so daß er wohl in der Lage gewesen wäre, statt des Preises von 5,5 Pf. einen solchen von 7 Pf. anzunehmen.

Wenn man einem derartigen Konsumenten ausführlich auseinandersetzt, daß tatsächlich nur dieser geringe Konsum für ihn eintreten wird, so wird er dieses manchmal auch einsehen. Um sich aber ein Bild zu machen, wird er in den meisten Fällen trotzdem noch eine neue Aufstellung der Kosten machen, wie sie sich bei dem von ihm zuerst angenommenen Konsum stellen würden.

Er berechnet demgemäß 420 000 KW-St. à 7 Pf. .	29 400	Mark
Demgegenüber stehen Kosten bei eigener Krafterzeugung	22 900	„
Differenz =	6 500	Mark

Für den Fall, daß er doch den von ihm zuerst geschätzten Konsum erreichte, würde er also 6500 Mark = 28 % beim Anschluß an die Überlandzentrale mehr zu bezahlen haben, als er bei einer eigenen Zentrale an Unkosten hätte. Die Höhe dieser Summe macht ihn mißtrauisch, und es werden ihm doch wieder Zweifel an den von der Überlandzentrale angegebenen Daten aufsteigen. In diesen Zweifeln wird er häufig noch unterstützt werden durch die Maschinenfabriken, welche selbst bisher den Verbrauch in der von dem Konsumenten ermittelten Weise aufzustellen gewohnt waren und außerdem noch ein Interesse daran haben, ihre Maschinen zu verkaufen. Jedenfalls wird die Überlandzentrale einen schweren Stand haben. Das einzigste Mittel, den Konsumenten noch zum Anschluß zu bewegen, wird dann oft darin liegen, daß seitens der Überlandzentrale dem Konsumenten garantiert wird, daß eine bestimmte Summe, welche der vorherigen Schätzung der Überlandzentrale entspricht, nicht überschritten wird. Dieses Mittel ist aber sehr zweischneidig, da man den Vertrag auf eine längere Reihe von Jahren abschließt und man nicht wissen kann, wie sich der Betrieb später ändert und damit die ganzen Voraussetzungen hinfällig werden.

Der einfach aussehende reine Zählertarif hat also sehr seine Tücken und ist eigentlich für Großkonsumenten nur da anwend-

bar, wo der Konsum genau feststeht bzw. nur in geringen Grenzen schwanken kann, so daß also Betriebsänderungen oder spätere Erweiterungen ausgeschlossen sind. Als allgemeiner Tarif für Großkonsumenten ist er direkt unbrauchbar. In Städten ist er für Kleinkraft vielfach eingeführt; aber er ist auch da nur zweckmäßig, wenn es sich um gleiche Konsumentengruppen mit gleichen Belastungsverhältnissen handelt. Besteht bei den verschiedenen Konsumentenarten ein erheblicher Unterschied in den Benutzungsziffern, dann ist der reine Zählertarif nicht nur für das Elektrizitätswerk, sondern auch für den Konsumenten äußerst ungerecht. Großkonsumenten mit hoher Benutzungsziffer werden sich nicht anschließen können, da sie die Kraft im eigenen Betrieb billiger erzeugen, während die Konsumenten mit niedriger Benutzungsziffer auf Kosten der Rentabilität des Werkes den Strom zu billig bekommen.

3. Stromlieferung nach dem Zählertarif mit Umsatz-Rabatt.

Die Schwächen, die der reine Zählertarif hat, kann man dadurch umgehen, daß man je nach der Höhe des Konsums verschiedene Rabatte eintreten läßt oder nach Überschreitung gewisser Staffeln einen anderen Einheitspreis festsetzt. Um sich den Selbstkosten der Maschinenfabrik bei eigener Krafterzeugung möglichst anpassen zu können, möge der Tarif wie folgt abgeändert werden.

Tarif II.

Es tritt für den Elektrizitätsverbrauch ein Einheitspreis für jede Kilowattstunde ein, der sich nach der Höhe des jährlichen Verbrauchs richtet.

Der Einheitspreis beträgt bei einer jährlichen Abnahme:

bis 100 000	KW-St.	10	Pf.	für	jede	KW-St.	d.	ges.	Abnahme
über 100 000	„	7	„	„	„	„	„	„	„
„ 200 000	„	6	„	„	„	„	„	„	„
„ 300 000	„	5,5	„	„	„	„	„	„	„
„ 400 000	„	5,25	„	„	„	„	„	„	„
„ 500 000	„	5	„	„	„	„	„	„	„

Mit einem derartigen Tarif wird sich der Konsument schon eher einverstanden erklären, da er sowohl bei dem von der Über-

landzentrale geschätzten Verbrauch von 210 000 KW-St. als auch bei dem nach seiner Rechnung erforderlichen Verbrauch von 420 000 KW-St. nicht teurer bezieht, als seine Selbstkosten bei eigener Krafterzeugung sein würden.

In Fig. 24 ist dieser Tarif II graphisch dargestellt. Wir erhalten eine Schar von Kurven, die alle vom Koordinatenanfang

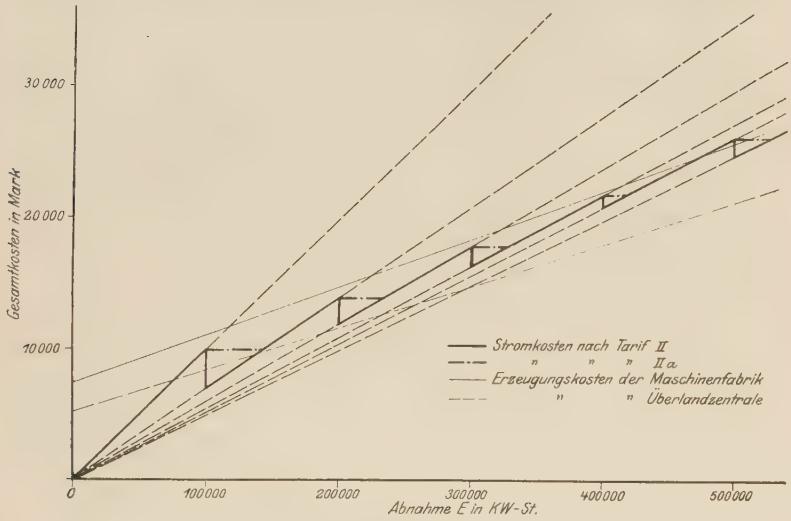

Fig. 24. Zählertarif mit Umsatzrabatt.

ausgehen, aber entsprechend den einzelnen Preisen des Tarifes verschiedene Neigung zur Abszissenachse haben. Durch den Tarif wird die Gültigkeit der Preise auf gewisse Staffeln begrenzt; so tritt beispielsweise der Preis von 6 Pf. nur ein, wenn zwischen 200 000 und 300 000 KW-St. abgenommen wurden. Bei geringerer Abnahme als 200 000 KW-St. sind gemäß dem Tarif mindestens 7 Pf., bei mehr als 300 000 KW-St. höchstens 6 Pf. für jede KW-St. zu zahlen. Für den Bereich, in welchem die Tarifkurven keine Gültigkeit mehr haben, sind sie deshalb in Fig. 24 nur punktiert gezeichnet.

Ein Blick auf die Figur zeigt eine sehr unangenehme Eigenschaft des Tarifes für die Überlandzentrale. Sobald eine Staffel überschritten wird und der Kilowatt-Stunden-Preis der nächsten

Staffel eintritt, entsteht für die Überlandzentrale ein Einnahmesturz. Während für 200 000 KW-St. die Einnahmen noch 14 000 M. betrugen, betragen sie bei 200 001 KW-St. nur noch 12 000,06 M. Trotz des Mehrverbrauches von 1 KW-St. entsteht für die Überlandzentrale eine Mindereinnahme von rund 2000 M. Die früheren Einnahmen von 14 000 M. werden erst wieder erreicht bei 234 000 KW-St. Für die Zwischenstufe von 200 000 -234 000 KW-St. sind trotz größerer Abnahme die Einnahmen für die Überlandzentrale geringer als zuvor. Dies widerspricht offenbar den einfachsten Regeln der Logik.

Um diesen Fehler des Tarifes einigermaßen wieder gut zu machen, kann man bestimmen, daß der billigere Preis der nächsten Staffel erst dann eintritt, wenn der Höchstbetrag der Kosten nach der vorhergehenden Staffel überschritten wird. Der Tarif würde dann also wie folgt lauten:

Tarif IIa.

Es tritt für den Elektrizitätsverbrauch ein Einheitspreis für die Kilowattstunde ein, der sich nach der Höhe des jährlichen Verbrauchs richtet. Der Einheitspreis der nächsten Staffel tritt aber erst dann ein, wenn der Höchstbetrag der vorhergehenden Staffel überschritten ist.

Der Einheitspreis beträgt für jede KW-St. der gesamten Abnahme bei einer jährlichen Abnahme von:

bis	100 000 KW-St.	10 Pf.			
über	100 000 „	7 „	Mindestbetrag	jedoch	10 000 M.
„	200 00 „	6 „	„	„	14 000 „
„	300 000 „	5,5 „	„	„	18 000 „
„	400 000 „	5,25 „	„	„	22 000 „
„	500 000 „	5 „	„	„	26 250 „

Die unangenehme Eigenschaft des Tarifes wird so gemildert, aber nicht ganz beseitigt; denn jetzt tritt für die ganze Zwischenstufe von z. B. 200 000—234 000 KW-St. derselbe Gesamtpreis ein, d. h. die überschießenden 34 000 KW-St. werden gewissermaßen umsonst abgegeben. Das Elektrizitätswerk hat aber wenigstens keinen direkten Einnahmeverlust mehr. Graphisch ist diese Änderung des Tarifes in Fig. 24 durch die strichpunktierten Linien dargestellt.

Derselbe Tarif kann auch in anderer Form gegeben werden, nämlich so, daß statt Erreichung einer gewissen Anzahl von Kilowattstunden der billigere Kilowattstunden-Preis nach Erreichung eines gewissen Rechnungsbetrages eintritt.

Der Tarif würde dann z. B. so lauten:

Tarif IIb.

Es tritt für den Elektrizitätsverbrauch ein Einheitspreis für die Kilowattstunde ein, der sich nach der Höhe des jährlichen Rechnungsbetrages richtet.

Derselbe beträgt bei einem jährlichen Rechnungsbetrage:

bis	10 000 M.	10	Pf. für jede KW-St. der gesamten Abnahme
über	10 000 „	7	„ „ „ „ „ „ „
„	14 000 „	6	„ „ „ „ „ „ „
„	18 000 „	5,5	„ „ „ „ „ „ „
„	22 000 „	5,25	„ „ „ „ „ „ „
„	26 250 „	5	„ „ „ „ „ „ „

Dieser Tarif deckt sich genau mit dem Tarif IIa.

Eine andere Ausdrucksweise für den Tarif ist noch die, daß für die verschiedenen Stufen ein prozentualer Rabatt eintritt.

Der Tarif lautet dann:

Tarif IIc.

Es tritt für den Elektrizitätsverbrauch ein Einheitspreis von 10 Pf. für die Kilowattstunde ein. Je nach der Höhe des jährlichen Verbrauchs wird ein Rabatt gewährt.

Derselbe beträgt bei einer jährlichen Abnahme von:

bis	100 000 KW-St.	0	% auf den ganzen Rechnungsbetrag
über	100 000 „	30	„ „ „ „ „
„	200 000 „	40	„ „ „ „ „
„	300 000 „	45	„ „ „ „ „
„	400 000 „	47,5	„ „ „ „ „
„	500 000 „	50	„ „ „ „ „

Der Tarif IIc ist identisch mit Tarif II.

Um den Sprung beim Übergang von der einen Stufe zur anderen zu vermeiden und mit der größer werdenden Abgabe

eine stetig wachsende Einnahme zu erzielen, ist es wesentlich zweckmäßiger, wenn man die einzelnen Tarifpreise nur für den Konsum zwischen den einzelnen Staffeln eintreten läßt. Tarif III ist ein derartiger Tarif.

Tarif III.

Es treten für den Elektrizitätsverbrauch für die Kilowattstunde verschiedene Einheitspreise ein, die aber nur für den jeweiligen Staffelbereich Geltung haben.

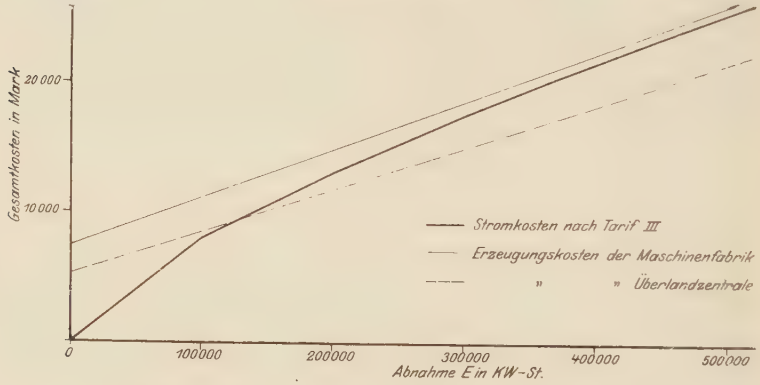

Fig. 25. Zählertarif mit Umsatzrabatt.

Sie betragen für die jährliche Abnahme:

von	0—100 000	KW-St.	8	Pf.	für die in dieser Staffel abgenommene KW-St.
über	100 000—200 000	„	5	„	
„	200 000—300 000	„	4,5	„	
„	300 000—400 000	„	4	„	
„	400 000—500 000	„	3,75	„	
	500 000	„	3,6	„	

Der Tarif ist so ausgebildet, daß ungefähr dieselben Einnahmen wie nach den Tarifen II—IIc erzielt werden. Wie die graphische Aufzeichnung in Fig. 25 zeigt, stellt sich die Tarifkurve als durchgehender Linienzug ohne Absätze dar. Ein derartiger Staffeltarif verdient daher entschieden den Vorzug vor den Tarifen II—IIc.

In ähnlicher Weise wie bei dem Tarif IIc kann natürlich auch ein bestimmter Einheitspreis für die Kilowattstunde eingesetzt werden, auf den im Geltungsbereich der einzelnen Staffeln ein gewisser prozentualer Rabattsatz eintritt. In derartiger Form ausgedrückt lautet der Tarif III:

Tarif IIIa.

Es tritt für den Elektrizitätsverbrauch ein Einheitspreis von 8 Pf. für die Kilowattstunde ein. Auf denselben werden je nach der Höhe der jährlichen Abnahme verschiedene Rabatte gewährt, die aber nur für den jeweiligen Staffelbereich Geltung haben.

Der Rabattsatz beträgt für die jährliche Abnahme: in der Staffel:

von	0—100 000	KW-St.	0 %
über	100 000—200 000	„	37,5 „
„	200 000—300 000	„	43,7 „
„	300 000—400 000	„	50 „
„	400 000—500 000	„	53 „
„	500 000	„	55 „

Sämtliche in den Tarifen II —IIIa behandelten Tarifformen haben den gleichen Nachteil, daß die Preise sich lediglich nach der Höhe des Konsums ohne Rücksicht auf die Höchstleistung richten. Sie sind deshalb nur brauchbar, wenn eine bestimmte Höchstleistung nicht überschritten werden kann oder darf; ein Fall, der allerdings ziemlich häufig vorkommt. Um sich für die Zukunft vorzusehen, empfiehlt es sich bei Anwendung obiger Tarife, im Vertrage die betreffende Höchstleistung festzulegen.

4. Stromlieferung nach dem Zählertarif mit Benutzungsdauerrabatt.

Der vorher besprochene Zählertarif mit Umsatzrabatt ist ein reiner Quantitätstarif, der sich lediglich nach der Höhe der Abnahme richtet und die Qualität des Abnehmers, d. h. ob er das Kraftwerk günstig oder ungünstig in Anspruch nimmt, nicht berücksichtigt. Da aber die Art und Weise der Beanspruchung des Kraftwerks für die Selbstkosten sehr wesentlich ist, sahen sich die

Elektrizitätswerke zur Einführung von Tarifen veranlaßt, die auch auf die Qualität des Abnehmers Rücksicht nahmen. Da die für das Elektrizitätswerk günstige oder ungünstige Art der Belastung am einfachsten durch die Benutzungsziffer des Konsumenten charakterisiert ist, so wurden je nach der Höhe dieser Benutzungsziffer verschiedene Rabatte gewährt.

Wie bereits auf S. 20 ausgeführt wurde, ermittelt man die Größe der Benutzungsziffer, indem man den Konsum in Kilowattstunden durch die Leistung in Kilowatt dividiert, und zwar ist als Leistung je nach den Bestimmungen des Tarifes entweder die tatsächliche Höchstleistung oder der Anschlußwert oder die Nennleistung des Motors oder Transformators usw. zu nehmen. Man erhält so einen fiktiven Wert, der gewöhnlich wesentlich kleiner ist als die Zahl der Arbeitsstunden, weil die Kraftabnahme nicht dauernd mit der vollen Höchstleistung geschieht.

Für die Form des Tarifes gibt es verschiedene Ausführungen, z. B. kann man mit der größer werdenden Benutzungsziffer einen entsprechend größer werdenden prozentualen Rabatt auf die ganze Rechnung einräumen. Ein derartiger Tarif möge lauten:

Tarif IV.

Es tritt für den Elektrizitätsverbrauch ein Einheitspreis von 10 Pf. für die Kilowattstunde ein; je nach der Höhe der Benutzungsziffer wird noch ein Rabatt gewährt. Die Benutzungsziffer wird ermittelt durch Division der jährlichen Abnahme in KW-St. durch die angeschlossene Transformatorenleistung in KW.

Der Rabatt beträgt bei einer

Benutzungsziffer	unter	1000	0	%	für	die	ganze Abnahme
„	über	1000	30	„	„	„	„ „
„	„	1500	40	„	„	„	„ „
„	„	2000	45	„	„	„	„ „
„	„	2500	47,5	„	„	„	„ „
„	„	3000	50	„	„	„	„ „

Wie Fig. 26 zeigt, stimmt Tarif IV für die Leistung von 140 KW fast vollkommen mit dem Tarif IIc (S. 105) überein, nur ist der Geltungsbereich der einzelnen Staffeln etwas verschoben. Während z. B. nach Tarif II c der Rabatt von 45 %

für die Abnahme von 300 000—400 000 KW-St. Gültigkeit hatte, gilt er jetzt für eine Benutzungsziffer von 2000—2500, also bei 140 KW angeschlossener Transformatorenleistung von 280 000 bis 350 000 KW-St. Für eine andere Transformatorenleistung als 140 KW tritt eine Verschiebung der Staffeln ein; so gilt für 100 KW Transformatorenleistung der Rabatt von 45 % zwischen 200 000—250 000 KWSt.

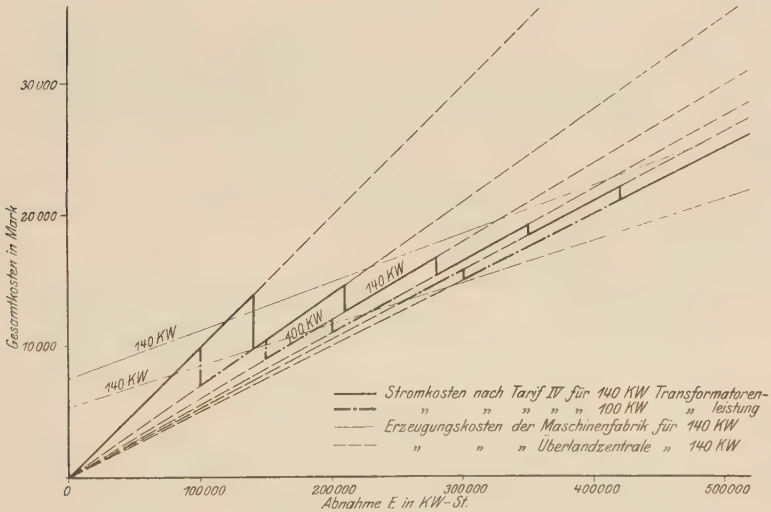

Fig. 26. Zählertarif mit Benutzungsdauerrabatt.

Der Tarif IV hat dieselben Nachteile wie der Tarif IIc, nämlich die Zacken in der Kurve, d. h. daß bei dem Übergang zur nächsten Staffel trotz der vergrößerten Abnahme eine geringere Einnahme entsteht. In dieser Form ist deshalb der Tarif nicht zu empfehlen.

Um die Zacken zu vermeiden, ändert man den Tarif zweckmäßig nach Tarif III (S. 106) um, so daß die Rabattsätze nicht für den gesamten Rechnungsbetrag, sondern nur für den Bereich zwischen den einzelnen Staffeln Geltung haben.

Tarif IVa.

Es treten für den Elektrizitätsverbrauch je nach der Höhe der Benutzungsziffer verschiedene Einheitspreise für die Kilo-

wattstunde ein, die aber nur für den jeweiligen Staffelbereich Geltung haben. Die Benutzungsziffer wird ermittelt durch Division der jährlichen Abnahme in KW-St., durch die angeschlossene Transformatorenleistung in KW.

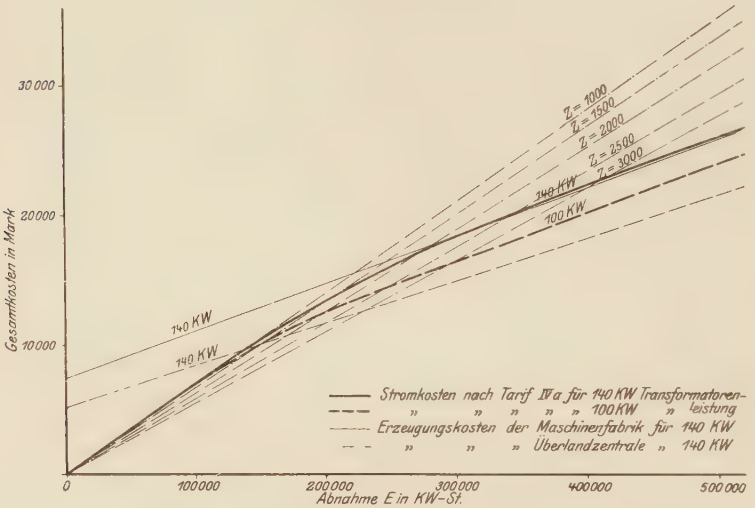

Fig. 27. Zählertarif mit Benutzungdsauerrabatt.

Der Einheitspreis ist für die Abnahme:

bei einer Benutzungsziffer von			0—1000	7	Pf.
„ „	„	zwischen	1000—1500	6	„
„ „	„	„	1500—2000	5	„
„ „	„	„	2000—2500	4	„
„ „	„	„	2500—3000	3,75	„
„ „	„	„	über 3000	3,6	„

Die Tarifkurve in Fig. 27 hat das gleiche charakteristische Aussehen wie die Kurve nach Tarif III in Fig. 25. Sie ist ein fortlaufender Linienzug, der verhältnismäßig steil anfängt und allmählich mit der größeren Abnahme abfällt.

Tarif III war ein einfacher Zählertarif, bei welchem mit dem größeren Umsatz durch Rabatte entsprechend billigere Preise gewährt wurden. Da der Tarif IV eigentlich nur den Einfluß der

Benutzungsziffer in einer für den Konsumenten und den Produzenten möglichst gerechten Weise berücksichtigen soll, so ist es offenbar nicht nötig, daß mit der steigenden Zahl der Benutzungsstunden die Preise für die Kilowattstunde nach den Staffeln kleiner werden, sondern es ist der Zweck bereits vollkommen erreicht, wenn nur eine Stufe eingeschaltet wird, so daß nach Erreichung dieser bestimmten Benutzungsziffer alles zu demselben Preis verkauft wird.

Tarif IVb.

Es tritt für den Elektrizitätsverbrauch ein Einheitspreis von 7 Pf. für die Kilowattstunde bei einer Benutzungsziffer bis zu

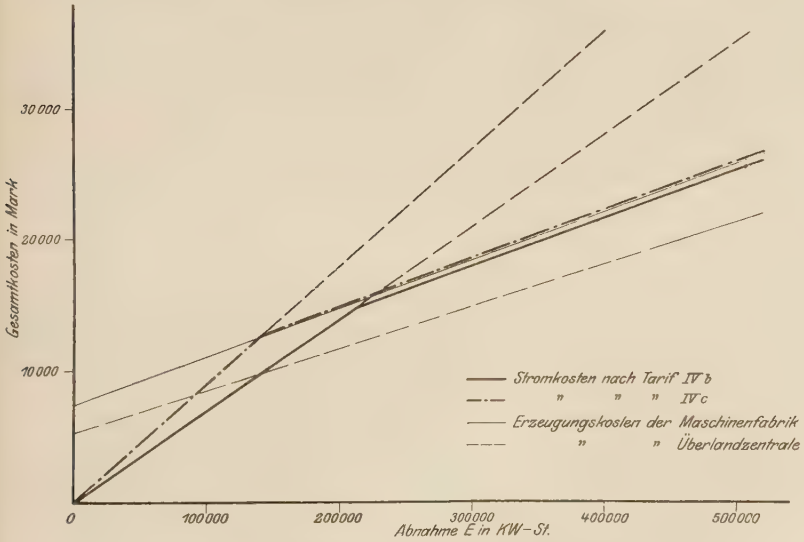

Fig. 28. Zählertarif mit Benutzungsdauerrabatt.

1500 ein. Für den über die Benutzungsziffer 1500 hinaus entnommenen Verbrauch ermäßigt sich der Einheitspreis auf 3,7 Pf. Die Benutzungsziffer wird ermittelt durch Division der jährlichen Abnahme in KW-St. durch die angeschlossene Transformatorenleistung in KW.

Fig. 28 zeigt, wie gut sich dieser recht einfache Tarif den Selbstkosten des Konsumenten bei eigener Kraftanlage für eine

Benutzungsziffer von über 1500 anpaßt. Wird allerdings die Benutzungsziffer von 1500 nicht erreicht, so geht der Tarif IVb in einen reinen Zählertarif mit den diesem anhaftenden Nachteilen über. Man tut daher gut, wenn das Nichterreichen der betreffenden Benutzungsziffer zu befürchten ist, den Einheitspreis etwas höher zu nehmen, da damit ein Heruntersetzen der Grenz-Benutzungsziffer, nach welcher der niedrige Preis eintritt, möglich wird.

Tarif IVc.

Es tritt für den Elektrizitätsverbrauch ein Einheitspreis von 9 Pf. für die Kilowattstunde bei einer Benutzungsziffer bis zu 1000 ein. Für den über die Benutzungsziffer 1000 hinaus entnommenen Verbrauch ermäßigt sich der Einheitspreis auf 3,7 Pf. Die Benutzungsziffer wird ermittelt durch Division der jährlichen Abnahme in KW-St. durch die angeschlossene Transformatorenleistung in KW.

Wie Fig. 28 klar zeigt, kann man für jede beliebige Grenz-Benutzungsziffer einen passenden Tarif aufstellen, wenn man nur den Grundpreis entsprechend festsetzt.

Die Tarife IVb oder IVc erfüllen die Bedingungen, die an einen guten Tarif gestellt werden müssen, bereits in einer recht zufriedenstellenden Weise. Sie lassen sich für beliebige Abnahmen bei einer gewissen Höchstleistung durchaus den Selbstkosten des Konsumenten wie auch des Produzenten anpassen. Außerdem ist der Nachteil, der dem Tarif IIIa noch anhaftete, nämlich daß er nur für eine bestimmte Höchstleistung berechnet war und bei Erhöhung dieser Leistung zu Verlusten führen konnte, bereits behoben.

Angenommen, die in den vorhergehenden Beispielen behandelte Maschinenfabrik hätte damit zu rechnen, daß später ihre Anlage vergrößert werden müßte, und zwar auf die doppelte Leistung; dann würden sich die Selbstkosten der Überlandzentrale ebenfalls entsprechend vergrößern. Es wäre ein zweiter Transformator von derselben Leistung wie der erste noch aufzustellen, und zwar möge diese Vergrößerung einen Kostenaufwand von 3500 M. für die Überlandzentrale verursachen. Außerdem wird jetzt im Kraftwerk der doppelte Anteil an Maschinenleistung beansprucht

und es wird eine weitere Verstärkung der Fernleitungsquerschnitte erforderlich werden. Die Leerlaufsverluste bei den beiden Transformatoren werden naturgemäß ebenfalls die doppelte Größe wie vorher annehmen.

Wenn wir für diese vergrößerte Anlage der Maschinenfabrik die Berechnung der Selbstkosten entsprechend dem Schema auf S. 85 vornehmen, so ergibt sich folgende Zusammenstellung der einzelnen Kosten:

Jährliche feste Kosten.

II 1.	Anschlußkosten: Stichleitung, Transformatoren, Schalt- und Zählereinrichtung	2415 Mark
II 2.	Maschinenkosten	3820 „
II 3.	Anteilige Kosten an der Hauptleitung . . .	1720 „
II 4.	Stromkosten für Leerlauf der Transformatoren	550 „
II 5.	Verwaltung und Sonstiges	105 „
	Summa:	8610 Mark

Bewegliche Kosten.

II 6.	Kosten für die niederspannungsseitig am Transformator abgegebenen KW-St. bleiben bestehen mit	0,0325 Mark

Die neue Selbstkostenlinie läuft also mit der alten parallel, doch schneidet sie auf der Ordinatenachse den entsprechend größeren Betrag von 8610 M. ab.

Nach Tarif IVc bedeutet die Verdoppelung der Höchstleistung aber, daß der billige Tarifpreis von 3,7 Pf. erst nach der doppelten Abnahme wie früher einsetzt. Während bei 140 KW für 140 KW · 1000 = 140 000 KW-St. der Preis von 9 Pf. zu bezahlen war, bleibt dieser Preis bei der auf 280 KW vergrößerten Leistung für 280 KW · 1000 = 280 000 KW-St. bestehen. Die Selbstkosten sind nach diesem Tarif also nicht nur gedeckt, sondern werden bereits weit überschritten, da mit der Verdoppelung der Leistung die festen Kosten sich nicht mit verdoppelt haben.

Während der Tarif für die Überlandzentrale also durchaus brauchbar ist, dürfte er jedoch für den Konsumenten nicht mehr annehmbar sein, da dessen Selbstkosten der eigenen Kraftanlage sich ebenfalls nicht verdoppeln werden.

Bei Verdoppelung der Leistung der Kraftanlage wird für den Konsumenten die Aufstellung einer zweiten Lokomobile, die

wie die erste 30 000 M. kosten würde, sowie die Aufstellung einer zweiten Dynamomaschine, die mit der geringen Vergrößerung der Schaltanlage 6000 M. kosten möge, erforderlich. Es sei angenommen, daß weitere bauliche Veränderungen nicht nötig sind, da der Platz für die Aufstellung der zweiten Lokomobile noch ausreicht. Zur Bedienung beider Lokomobilen ist nur wenig mehr

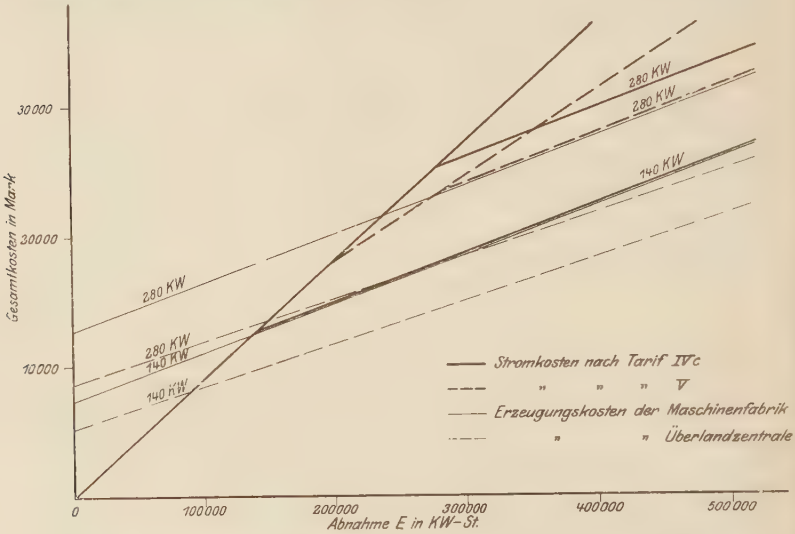

Fig. 29. Zählertarif mit Umsatz- und Benutzungsdauerrabatt

Personal erforderlich; es sei angenommen, daß der früher nur teilweise beschäftigte Hilfsarbeiter jetzt dauernd für die Kraftanlage gebraucht wird. An Mehrkosten für Versicherung usw. mögen 80 M. entstehen. Wenn die auf S. 95 vorgenommene Rentabilitätsberechnung für die geänderten Verhältnisse durchgeführt wird, so erhalten wir folgendes Ergebnis.

Feste jährliche Kosten.

Zinsen	3 900 Mark
Abschreibungen	4 365 „
Reparaturen und Instandhaltung	1 445 „
Gehälter und Löhne	2 700 „
Versicherung und Sonstiges	290 „
	12 700 Mark

Bewegliche Kosten.

Die beweglichen Kosten bleiben wie vorher bestehen mit 3,70 Pf. für die KW-St.

In Fig. 29 sind die Selbstkostenkurven für die Überlandzentrale und für den Konsumenten bei eigener Kraftanlage sowohl für 140 als auch 280 KW eingetragen. Es zeigt sich, daß der Tarif IVc bei 280 KW für den Konsumenten recht ungünstig, und zwar dauernd um ca. 2200 M. teurer ist, als seine Selbstkosten bei eigener Kraftanlage sein würden. Der einfache Benutzungsdauertarif IVc ist daher nur dann angebracht, wenn keine wesentliche Vergrößerung der Anlage des Konsumenten zu erwarten ist.

5. Stromlieferung nach dem Zählertarif mit Umsatz und Benutzungsdauerrabatt.

Wie wir gesehen haben, verringern sich für den Konsumenten mit der größer werdenden Anlage bei gleichbleibender Benutzungsziffer die Erzeugungskosten. Er kann daher mit Berechtigung eine entsprechende Preisermäßigung seitens der Überlandzentrale erwarten, zumal für die Überlandzentrale die Selbstkosten ebenfalls geringer werden. Für einen allgemeinen Tarif, der auch für eine beliebige Vergrößerung passen würde, wird daher die Berücksichtigung nicht nur der Benutzungsziffer, sondern auch der Größe der Anlage bzw. des Konsums angebracht sein.

In einfachster Weise läßt sich der einfache Benutzungsdauertarif IVc diesen Verhältnissen anpassen, indem man den Grundpreis ähnlich dem Tarif III (S. 106) staffelt. Im allgemeinen wird man, wenn sich die Leistung nicht in sehr großen Grenzen verändert, mit einigen wenigen Staffeln auskommen. Im vorliegenden Fall genügen z. B. bereits zwei Staffeln vollkommen.

Tarif V.

Es treten für den Elektrizitätsverbrauch bei einer Benutzungsziffer bis zu 1000 für die Kilowattstunde verschiedene Einheitspreise ein, die aber nur für den jeweiligen Staffelbereich Geltung haben.

Sie betragen für die jährliche Abnahme:

von 0—200 000 KW-St.	9 Pf.	für die in dieser Staffel
über 200000 „	6,5 „	abgenommene KW-St.

Für den über die Benutzungszsiffer 1000 hinaus entnommenen Verbrauch ermäßigt sich der Kilowattstundenpreis auf 3,7 Pf. Die Benutzungsziffer wird ermittelt durch Division der jährlichen Abnahme in KW-St. durch die angeschlossene Transformatorenleistung in KW.

Wie Fig. 29 zeigt, ist dieser Tarif sowohl für 140 wie auch für 280 KW den Selbstkosten der Konsumenten bei eigener Kraftanlage angepaßt und bringt der Überlandzentrale, sobald die Benutzungsziffer 1000 nicht wesentlich unterschritten wird, immer einen Gewinn. Die recht einfache Tarifform V genügt also für alle Fälle und es muß nur die Bedingung erfüllt sein, daß die Grenz-Benutzungsziffer erreicht wird.

Interessant ist die graphische Darstellung eines anderen in der Praxis viel gebräuchlichen Tarifsystems, bei welchem ebenfalls die Höhe des Konsums und der Benutzungsziffer berücksichtigt ist. Der Großabnehmertarif des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerkes A.-G. in Essen[1]) lautet z. B.:

Die Elektrizität kostet

								p. KW-St.
bis	700	KW-St.	monatl	od.	8 400	KW-St.	jährl.	14,00 Pf
über	700	„	„	„	8 400	„	„	13,50 „
„	1 000	„	„	„	12 000	„	„	13,00 „
„	1 400	„	„	„	16 800	„	„	12,50 „
„	1 800	„	„	„	21 600	„	„	12,00 „
„	2 200	„	„	„	26 400	„	„	11,50 „
„	3 000	„	„	„	36 000	„	„	11,00 „
„	4 000	„	„	„	48 000	„	„	10,50 „
„	5 000	„	„	„	60 000	„	„	10,00 „
„	6 000	„	„	„	72 000	„	„	9,50 „
„	8 000	„	„	„	96 000	„	„	9,00 „
„	10 000	„	„	„	120 000	„	„	8,50 „
„	15 000	„	„	„	180 000	„	„	8,00 „
„	20 000	„	„	„	240 000	„	„	7,50 „
„	25 000	„	„	„	300 000	„	„	7,25 „
„	30 000	„	„	„	360 000	„	„	7,00 „

[1]) Vereinigung der Elektrizitätswerke. Statistik für das Betriebsjahr 1906/07 bzw. 1907, S. 48.

							p. KW-St.
über	35 000	KW-St.	monatl.	od.	420 000	KW-St. jährl.	6,75 Pf.
„	40 000	„	„	„	480 000	„ „	6,50 „
„	45 000	„	„	„	540 000	„ „	6,25 „
„	50 000	„	„	„	600 000	„ „	6,00 „

Auf obige Preise kommen bei regelmäßiger Benutzung folgende Rabatte zur Anwendung:

über	1500	Betriebsstunden	pro	Jahr	und	angeschl. KW	2,5 %
„	2000	„	„	„	„	„ „	5 „
„	2500	„	„	„	„	„ „	7,5 „
„	3000	„	„	„	„	„ „	10,0 „
„	3500	„	„	„	„	„ „	12,5 „
„	4000	„	„	„	„	„ „	15,0 „
„	4500	„	„	„	„	„ „	17,5 „
„	5000	„	„	„	„	„ „	20,0 „
„	5500	„	„	„	„	„ „	22,5 „
„	6000	„	„	„	„	„ „	25,0 „

Als Betriebszeit gilt der Quotient aus den verbrauchten Kilowattstunden und der Summe der angeschlossenen Motor-Dauerleistungen in Kilowatt [1]).

Der Tarif stellt also gewissermaßen eine Kombination aus den Tarifen II (S. 102) und IV (S. 108) dar.

In Fig. 24 ist obiger Tarif graphisch für 100 000—500 000 KW-St. Konsum dargestellt. Wir erhalten eine große Anzahl Strahlenbündel, die alle im Punkte 0 ihren Anfang haben. Die Strahlen haben verschiedene Neigungswinkel gegeneinander, je nach den für die betreffende Benutzungsziffer in Frage kommenden Rabatten. Jedes Strahlenbündel hat nun wieder nur einen bestimmten Geltungsbereich und zwar entsprechend der Staffel des Grundpreises.

In der Fig. 30 sind die Tarifkurven für die Höchstleistungen unserer Maschinenfabrik von 140 KW und 280 KW stark eingezeichnet. Bis zur Benutzungsziffer 1500 folgen sie der obersten Grundpreis-Linie und springen dann bei jedesmaligem Erreichen

[1]) Der Ausdruck „Betriebszeit" ist nach der Definition auf S. 20 mit dem in vorliegender Arbeit gewählten Ausdruck „Benutzungsziffer" identisch.

des für die entsprechend größere Benutzungsziffer gültigen Rabattes auf die nächst tiefere Linie des betreffenden Strahlenbündels über. Man erhält so eine sehr oft gezackte Tariflinie. Der Tarif, der schon in der schriftlichen Form kompliziert, wenn auch bezüglich der Zahlen gesetzmäßig aufgebaut erscheint, entpuppt sich in der graphischen Form direkt als ein Ungetüm.

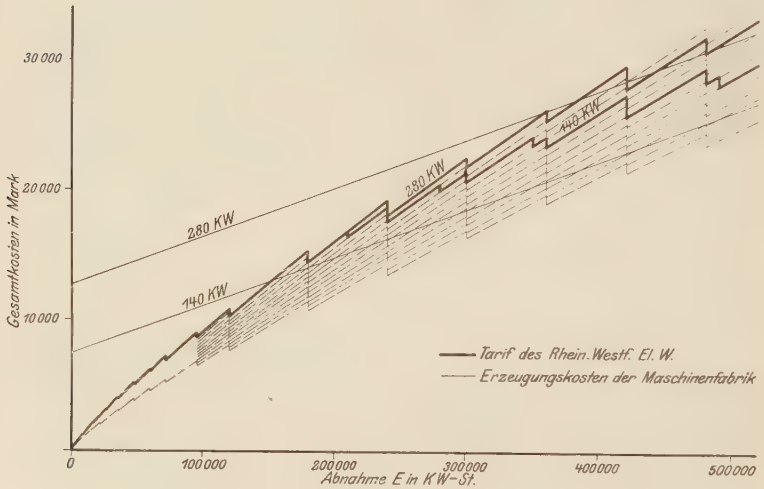

Fig. 30. Tarif des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerks.

In Fig. 31 ist ferner noch der Tarif der den Oberschlesischen Industriebezirk versorgenden Schlesischen Elektrizitäts- und Gas-A.-G. (O. E. W. Gleiwitz)[1]) dargestellt, welcher ursprünglich als reiner Benutzungstarif entsprechend Tarif IVb (S. 111) ausgeführt ist, aber je nach der Höhe der Rechnung noch Rabatte einräumt und somit eine Kombination mit der Tarifform IIb (S. 105) darstellt:

Der durch einen Höchstverbrauchsmesser ermittelte viertelstündige Höchstverbrauch (in KW-St.) wird mit 4 multipliziert, und jeder Abnehmer unterwirft sich der Annahme, daß der also ermittelte Höchstverbrauch den Höchstverbrauch pro Stunde

[1]) Vereinigung der Elektrizitätswerke. Statistik für das Betriebsjahr 1906/07 bzw. 1907, S. 96.

darstellt. Der fünfhundertfache Betrag dieses Höchstverbrauchs pro Stunde[1]) wird in jedem Kalenderjahr mit 40 Pf. pro KW-St. bezahlt. Die übrige Stromentnahme im Kalenderjahr kostet alsdann nur 4 Pf. pro KW-St.

Auf die für das ganze Jahr in obiger Weise berechneten und bezahlten Beträge werden folgende Rabatte gewährt:

von	0— 1 000	Mark	= 0 %
„	1 000—10 000	„	= 10 %
„	10 000—20 000	„	= 20 %
„	20 000—30 000	„	= 30 %
„	30 000 und darüber		= 40 %

Diese Rabattsätze beziehen sich nicht auf die ganze in einem Kalenderjahr bezahlte Summe, sondern nur auf die zwischen zwei der obigen Grenzen liegenden Beträgen der Jahressumme.

Zum Vergleiche sind in der Fig. 31 außer der stark ausgezogenen 140-KW-Höchstleistungs-Linie noch die Linien für die Höchstleistungen von 100—200 KW von 20 zu 20 KW eingezeichnet. Entsprechend dem 2. Teil des Tarifes treten für den Grundpreis von 40 Pf., der bis zu der Benutzungsziffer 500 gilt, verschiedene Rabatte je nach der Höhe der Rechnung ein, so daß die Tarifkurve für die Benutzungsziffer 500 also nach folgendem Tarif verläuft:

Die KW-St. kostet für eine Rechnungssumme

von	0— 1 000	Mark	. . . . .	40 Pf.
über	1 000—10 000	„	. . . . .	36 „
„	10 000—20 000	„	. . . . .	32 „
„	20 000—30 000	„	. . . . .	28 „
„	30 000	„	. . . . .	24 „

Für den weiteren Konsum über die Benutzungsziffer 500 hinaus treten ermäßigte Preise ein, und zwar bei einem Rechnungsbetrage von:

---

[1]) Der nach dem Tarif in KW-St. ermittelte Höchstverbrauch pro Stunde ist somit gleich der mittleren Leistung in KW in der konsumreichsten ¼-Stunde, oder die mittlere Höchstleistung während ¼ Stunde. Der fünfhundertfache Betrag entspricht daher der Benutzungsziffer 500.

0— 1 000	Mark	von	4	Pf.	pro	KW-St.
1 000—10 000	„	„	3,6	„	„	„
10 000—20 000	„	„	3,2	„	„	„
20 000—30 000	„	„	2,8	„	„	„
über 30 000	„	„	2,4	„	„	„

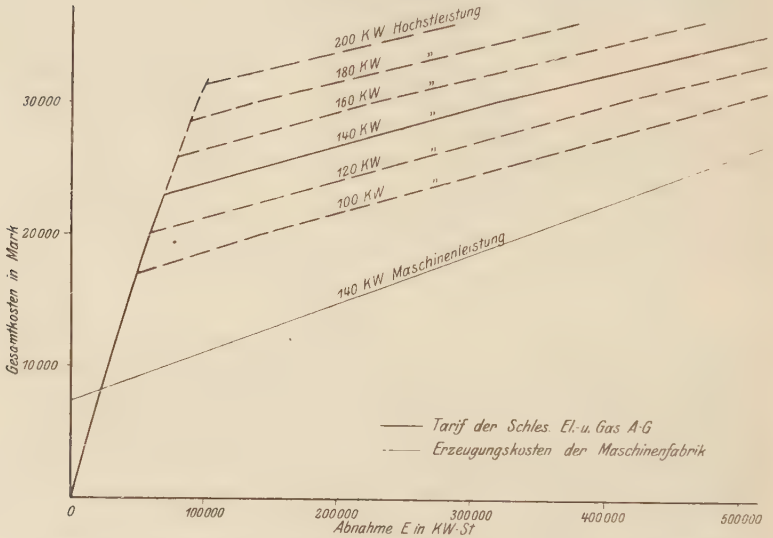

Fig. 31. Tarif der Schlesischen Elektrizitäts- und Gas-A.-G. (O.E.W.)

Vergleichshalber ist in der Fig. 31 ebenfalls die Selbstkostenlinie der Maschinenfabrik für 140 KW Maschinenleistung[1]) eingezeichnet. Die Figur zeigt, daß der Tarif recht hoch ist und erheblich über diesen Selbstkosten der Maschinenfabrik liegt, so daß diese im vorliegenden Falle voraussichtlich wohl auf den Anschluß verzichten und sich eine eigene Kraftanlage erbauen würde.

[1]) Bei voller Ausnutzung fällt die nach dem Tarif ermittelte Höchstleistung mit der Maschinenleistung zusammen.

6. Stromlieferung nach dem Doppeltarif.

Betrachtet man die Belastungskurve eines Elektrizitätswerkes, so findet man bekanntlich leider, daß die Belastung nicht für sämtliche 24 Stunden des Tages konstant sondern großen Schwankungen unterworfen ist. Ein städtisches Elektrizitätswerk hat fast immer eine ausgeprägte Spitze am Abend, wo der Lichtkonsum vorhanden ist, während bei der verhältnismäßig geringen Motorbelastung tagsüber die Belastung recht gering ist und während der Nachtstunden sogar fast Null wird. Da die Maschinenleistung nach der Spitze der Belastungskurve bemessen werden muß, so kann offenbar in der Zeit der geringeren Belastung die Elektrizität billiger abgegeben werden, da dann lediglich die Betriebskosten in Frage kommen.

Diese Eigenart des Elektrizitätswerksbetriebes brachte man auch in den Tarifen zum Ausdruck, indem man die Elektrizität je nach der Zeit der Abnahme zu verschiedenen Preisen verkaufte, und zwar hatte man meist zweierlei Preise, einen hohen Preis während der Hauptbelastungszeiten, also hauptsächlich in den Abendstunden, und einen billigeren Preis während des Tages. Die Zähler erhielten zwei Zählwerke, welche von einer Uhr abwechselnd, je nach der Tageszeit, eingeschaltet wurden. Der Doppeltarif hat sich bei städtischen Elektrizitätswerken vielfach eingeführt und es sind teils gute, teils weniger gute Erfolge damit erzielt worden. Für den Lichtbetrieb hat es sich zwar meist herausgestellt, daß der Doppeltarif mit seinen komplizierten Zählern dort weniger angebracht ist; er hat kaum einen Vorteil vor dem einfachen Zählertarif, da in den abendlichen Sperrstunden das Licht sowieso gebraucht wird und abgesehen von einigen wenigen Fällen für die freigegebenen Tagesstunden kein Lichtbedürfnis vorliegt. Für Abgabe der Elektrizität zu Kleinkraftzwecken ist der Doppeltarif jedoch vielfach angebracht, da diese Art von Konsumenten, die den Motor nur während weniger Stunden am Tage gebrauchen, ihren Betrieb meist leicht so einrichten können, daß der Motor während der nicht gesperrten Zeit benutzt wird und somit nicht in die Belastungsspitze hineinkommt.

Für viele Überlandzentralen bietet der Doppeltarif aber nicht dieselben Vorteile, da die Belastungsspitze des Lichtbetriebes oft durch den Tagesverbrauch während der Dresch-

kampagne übertroffen wird[1]). Eine Festsetzung von Sperrstunden wird dadurch wesentlich schwieriger als bei den städtischen Werken, da während mehrerer Monate hindurch den ganzen Tag gesperrt sein müßte. Derartig umfangreiche Sperrzeiten können natürlich nur die wenigsten Betriebe einhalten. Sobald aber der Motor während der Belastungsspitze arbeitet, nimmt er entsprechend die Maschinen und Leitungen in Anspruch, und es wird somit dann der Grund für die Gewährung des billigen Preises hinfällig.

Für die meisten Großabnehmer, die einen regelmäßigen täglichen Betrieb das ganze Jahr hindurch führen, hat der Doppeltarif somit gar keinen Zweck. In einzelnen wenigen Fällen, wo der Großabnehmer seinen Betrieb tatsächlich einrichten kann, kann man eventuell den Doppeltarif einräumen, so z. B. bei Mühlen, die dann nur nachts arbeiten dürfen, oder bei Ziegeleien, wenn sie nur während des Sommers arbeiten und es ausgeschlossen ist, daß sie mit ihrer Belastung in die Zeit der Dreschkampagne hineinkommen. Auch Bergwerke können häufig ihre Wasserhaltungen so einrichten, daß die Pumpen nur während der ganzen Nacht hindurch arbeiten und tagsüber keinen Strom entnehmen.

Da die Überlandzentrale den Stromverbrauch während der Sperrstunden künstlich einschränken will, so muß sie während dieser Zeit einen entsprechend teuren Preis fordern, ferner empfiehlt sich noch der Zusatz zu dem Tarif, daß die billigen Sätze der nichtgesperrten Zeit nur dann eintreten, wenn der Konsum während der Sperrzeit 10—20 % des Gesamtkonsums nicht übersteigt. Da die Sperrstunden immer reichlich genommen werden müssen, so ist dann für die verhältnismäßig geringe Abnahme auch die Wahrscheinlichkeit gering, daß die Belastung zur Zeit der wirklichen Belastungsspitze eintritt. Kann man aber aus der Art des Betriebes bestimmt erwarten, daß trotz der erhöhten Tarifpreise die Belastung des Konsumenten in die Belastungsspitze der Überlandzentrale fällt, dann verbietet sich der Doppeltarif von selbst.

Bei Überlandzentralen ist daher im Gegensatz zu städtischen Elektrizitätswerken das Anwendungsgebiet des Doppeltarifes sehr beschränkt und es muß in den einzelnen Fällen genau geprüft werden, ob er anwendbar ist oder nicht.

[1]) Pietzsch: Betriebsresultate einer landwirtschaftlichen Überlandzentrale. ETZ. 1912, S. 151.

7. Stromlieferung nach dem Pauschaltarif.

Neuerdings wird in der technischen Literatur eine ziemlich starke Propaganda für die Anwendung des Pauschaltarifes gemacht[1]). Das Wesen dieses Tarifes liegt, wie der Name schon andeutet, darin, daß jährlich eine bestimmte Pauschale nach der Anzahl der Lampen, der PS oder dem Anschlußwert usw. erhoben wird, ohne Rücksicht auf die tatsächlich verbrauchte Elektrizitätsmenge. Beim Pauschaltarif für Lampen besteht allerdings häufig eine gewisse Beschränkung insofern, als in den Stromlieferungsbedingungen der Konsument verpflichtet ist, die Lampen nur an den Abendstunden und nicht die ganze Nacht hindurch brennen zu lassen. Eine genaue Kontrolle über die Einhaltung dieser Bestimmung ist allerdings für das Elektrizitätswerk meist nicht durchführbar.

Der Pauschaltarif ist für den Konsumenten entschieden äußerst einfach und bequem. Er weiß immer genau, was er zu bezahlen hat, und dieser Tarif hat deshalb auch vielen Anklang gefunden, wenn er nicht zu hoch bemessen ist. Besondere Vorteile kann der Pauschaltarif für Elektrizitätswerke zuweilen dann bieten, wenn es sich um ganz kleine Abnehmer handelt, wo die Einnahmen aus den wenigen Lampen so gering sind, daß die Verzinsung und Abschreibung der Zähler und die Kosten für das monatliche Ablesen derselben sowie für das Ausstellen der Rechnung groß im Verhältnis zur Stromeinnahme sind. Der Nachteil, daß die Lampen infolge des Kontrollmangels von dem Konsumenten länger brennen gelassen werden, als ihm eigentlich zugestanden war, besteht zwar auch hier, aber der Schaden ist für das Elektrizitätswerk nicht sehr groß, denn es ist anzunehmen, daß diese Überbenutzung der Lampe außerhalb der Spitzenbelastung des Werkes fällt und somit an Selbstkosten nur die reinen Betriebskosten entstehen.

Wenn man allerdings die Sache von der Wertschätzung des Konsumenten aus betrachtet, so liegt für das Elektrizitätswerk kein Grund vor, diesen Mehrverbrauch umsonst zu geben, da der

---

[1]) Passavant: Einheitstarif, Benutzungsdauer und Popularisierung der Elektrizität. ETZ. 1911, S. 457. Günstige Ergebnisse mit dem Pauschaltarif ETZ. 1911, S. 912. Büggeln: Pauschaltarife für landw. Motoren, ETZ. 1912, S. 5.

Konsument bei anderen Beleuchtungsmitteln den Mehrverbrauch auch bezahlen müßte.

Wesentlich anders liegen nun die Verhältnisse bei der Stromlieferung an Großabnehmer. Hier spielen die Vorteile, die der Pauschaltarif bietet, keine große Rolle, da die Ausgaben für den Zähler usw. gering sind gegen den Betrag der Stromeinnahmen. Ferner ist die Benutzungsziffer je nach Art des Fabrikbetriebes sehr verschieden. Ist der Pauschaltarif eingeführt, dann ist es keine Frage, daß der Konsument nicht sehr sparsam mit der ihm zur Verfügung gsstellten Elektrizität umgehen wird. Es wird ihm nicht einfallen, in jeder kleinen Pause den Motor abzustellen, auch wird er oft unnötig die Transmission mitlaufen lassen. Die tatsächliche Benutzungsziffer wird jedenfalls erheblich größer werden als beim Verkauf nach einem Zählertarif, wo der Konsument jede abgenommene Kilowatt-Stunde zu bezahlen hat und infolgedessen unnütze Verschwendung vermeidet. Da aber jede Kilowatt-Stunde der Überlandzentrale Betriebskosten verursacht, so entsteht ihr durch jede unnütz verschwendete Kilowatt-Stunde ein Minderverdienst. Der Unterschied spielt bei Großabnehmern eine viel wesentlichere Rolle als bei Lichtabnahme, weil der erzielte Verkaufspreis geringer ist und außerdem beträchtlichere Unterschiede in der Benutzungsziffer vorkommen können. Infolgedessen wird es für das Elektrizitätswerk erforderlich sein, die dem Pauschaltarif zugrunde gelegte Benutzungsziffer reichlich anzunehmen. Hierdurch wird aber wiederum die Pauschale groß, so daß es zweifelhaft erscheint, ob sie gegen die Selbstkosten bei eigener Kraftanlage des Konsumenten konkurrieren kann.

In dem früher behandelten Fall der Maschinenfabrik rechneten wir bei der eigenen Kraftanlage mit einer Benutzungsziffer von 1500. Die jährlichen Gesamtkosten betrugen dementsprechend 15 150 Mark. Der Pauschaltarif wäre diesen Kosten anzupassen und müßte demnach lauten:

Tarif VI.

Für die Elektrizitätslieferung wird ein Pauschalpreis berechnet. Derselbe beträgt 108 Mark pro Jahr für das angeschlossene Kilowatt. Es wird zur Bedingung gemacht, daß die Anlage pro Jahr höchstens während 3000 Arbeitsstunden im Betrieb ist.

Der Pauschaltarif stellt sich in Fig. 32 als eine parallel zur Abszissenachse verlaufende Gerade dar. Wie man sieht, wird bei 310 000 KW-St. oder einer Benutzungsziffer von ca. 2200 die Selbstkostenkurve geschnitten. Da, wie erwähnt, der Pauschaltarif zur Verschwendung direkt anregt, ist eine Steigerung von 1500 auf 2200 Benutzungsstunden nicht unmöglich. Außerdem kann von dem Konsumenten noch dadurch Mißbrauch getrieben

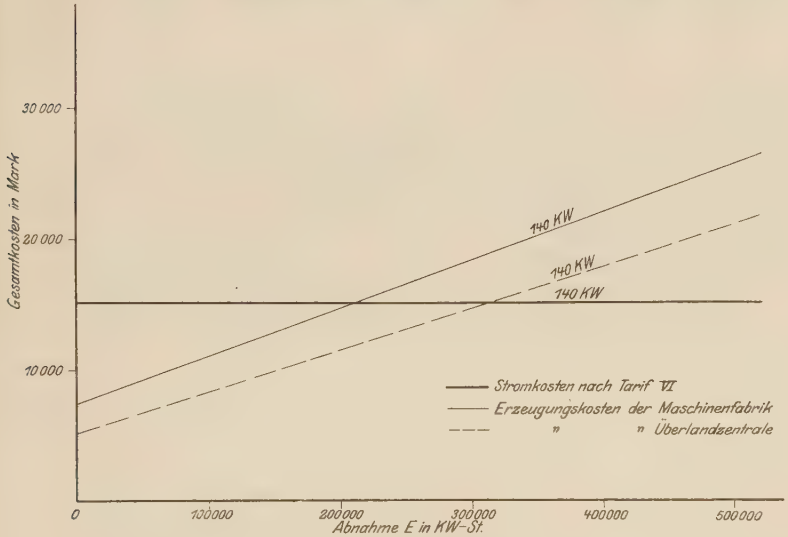

Fig. 32. Pauschaltarif.

werden, daß er, statt 10 Stunden am Tage arbeiten zu lassen, nun 1 Stunde täglich länger arbeiten läßt. Das Elektrizitätswerk würde, da jegliche Kontrolle infolge des Fortfalls der Zählerablesung auch unterbleibt, kaum dahinter kommen und somit das Nachsehen haben.

Ein Pauschaltarif für Großabnehmer ist infolgedessen für ein Elektrizitätswerk nur da anwendbar, wo die Verschwendung der elektrischen Energie keine oder nur eine ganz minimale Erhöhung der Selbstkosten herbeiführt. Dieser Fall ist z. B. vorhanden bei Wasserkraftanlagen, wo die Betriebskraft, das Wasser, nichts kostet, die Bedienung sowieso vorhanden ist und höchstens eine Kleinigkeit an Schmieröl mehr verbraucht wird.

Der Pauschaltarif für Kraftzwecke hat sich aus diesem Grunde bei Wasserkraftwerken tatsächlich auch vielfach eingeführt, weil er sich den Selbstkosten des Kraftwerkes gut anpaßt. Wie aber bereits eingangs erwähnt wurde, sollten für die Bestimmung des Tarifes nicht die Selbstkosten des Elektrizitätswerkes maß-

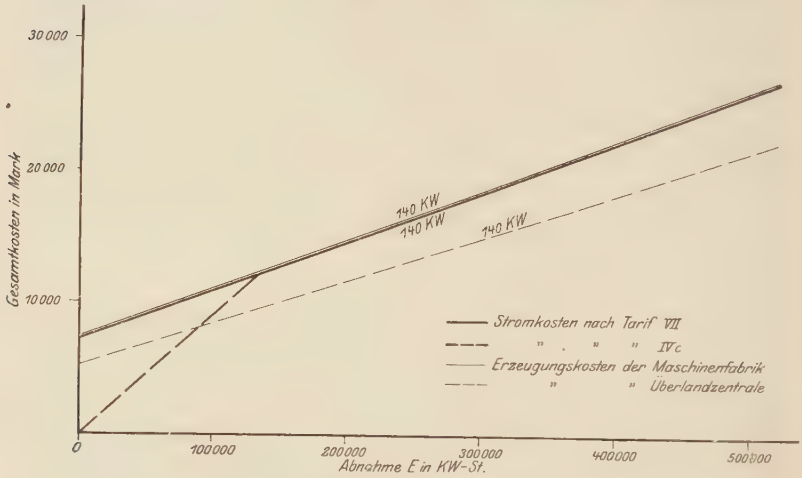

Fig. 33. Gebührentarif.

gebend sein, sondern die Wertschätzung des Abnehmers oder mit anderen Worten die Kosten, die diesem bei einer eigenen Krafterzeugungsanlage entstehen würden. Da nun aber bei allen Kraftmaschinen mit dem größeren Konsum auch größere Brennstoffkosten entstehen, so sollte demgemäß der Tarif auch vom Konsum abhängig sein.

8. Stromlieferung nach dem Gebührentarif.

Der Gebührentarif stellt eine Kombination zwischen dem Pauschaltarif und dem Zählertarif dar. Es ist nach ihm einmal eine jährliche Pauschale zu zahlen, die sich nach der Leistung richtet, und außerdem wird der Konsum durch einen Zähler gemessen und für jede KW-St. noch eine geringe Zusatzgebühr erhoben.

Für das früher behandelte Beispiel der Maschinenfabrik würde der Tarif zweckmäßig wie folgt lauten:

Tarif VII.

Es wird eine Grundtaxe pro Jahr erhoben, die sich nach der Höhe der angeschlossenen Transformatorenleistung richtet und 52,50 M. für das Kilowatt beträgt. Außer dieser Grundtaxe ist noch für jede verbrauchte KW-St. ein Einheitspreis von 3,7 Pf. zu entrichten.

In der graphischen Darstellung der Fig. 33 erscheint die Tarifkurve als eine Gerade, welche auf der Ordinatenachse ein der Leistung und der Grundtaxe entsprechendes Stück abschneidet und unter einem der Konsumtaxe entsprechenden Winkel gegen die Abszissenachse verläuft. Wie leicht ersichtlich ist, ist ferner der Tarif VII für den Teil über die Benutzungsziffer 1000 fast vollständig identisch mit dem Tarif IVc (S. 112).

Nach dem obigen Tarif wächst bei Vergrößerung der Anlage der Pauschalbetrag direkt proportional mit der Höchstleistung. Da aber, wie früher erwähnt, die festen Selbstkosten für die eigene Kraftanlage nicht proportional, sondern in geringerem Maße steigen, so ist bei dem obigen Tarif eine Modifikation angebracht, welche die Grundtaxe bei größer werdender Leistung entsprechend geringer werden läßt.

Tarif VIIa.

Es wird eine Grundtaxe pro Jahr erhoben, die sich nach der Höhe der angeschlossenen Transformatorenleistung richtet, und zwar sind an Grundtaxe zu entrichten: 52,50 M. für jedes KW bis zu 200 KW Transformatorenleistung und ferner 32,50 M. für jedes weitere KW.

Außer dieser Grundtaxe ist noch für jede verbrauchte KW-St. ein Einheitspreis von 3,7 Pf. zu entrichten.

Dieser Tarif VIIa entspricht für die Energieabnahme über die Benutzungsziffer 1000 hinaus vollkommen dem Tarif V (S. 115).

Um die in jedem Fall zu zahlende Grundtaxe in der graphischen Darstellung (Fig. 34) für jede Leistung gleich entnehmen zu

können, ist auf der linken Seite der Fig. 34 die Staffel der Grundtaxen in Funktion der Leistung aufgetragen. Die Parallele zur Abszissenachse durch den Endpunkt der zu der betreffenden Leistung gehörigen Ordinate schneidet dann auf der Ordinatenachse den Anfangspunkt der betreffenden Tariflinie ab.

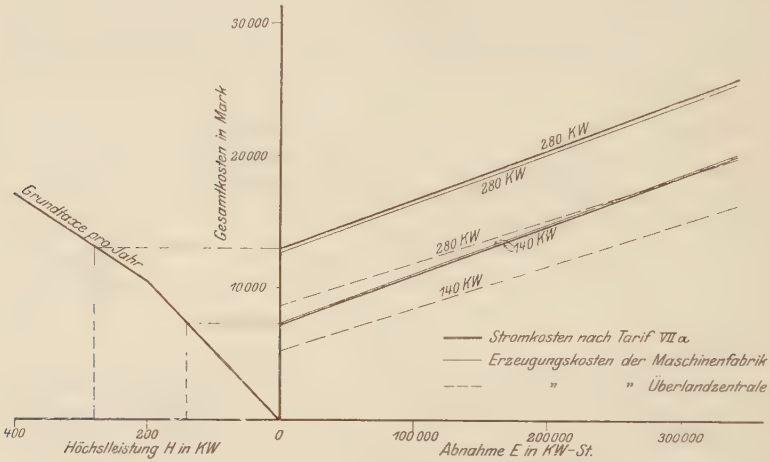

Fig. 34. Gebührentarif mit Staffelung der Grundtaxe.

Der Tarif VIIa entspricht allen Anforderungen, die an einen guten Tarif gestellt werden können. Er ist einfach und leicht verständlich und läßt sich dabei den Selbstkostenkurven sowohl der Konsumenten wie auch der Produzenten in einfachster Weise anpassen. Besonders zweckmäßig ist dieser Tarif bei Reserveanschlüssen, bei denen es oft vorkommen kann, daß nur ein ganz geringer jährlicher Konsum entnommen wird, während die Aufwendungen des Elektrizitätswerkes an Leitungs- und Maschinenkosten usw. sehr erheblich sind und durch den normalen Strompreis keineswegs gedeckt werden. Hier kann sich das Elektrizitätswerk durch den Tarif VIIa entsprechend schützen, da die Grundtaxe bereits die entsprechenden festen Kosten deckt. Andererseits ist die Forderung einer Grundtaxe von dem Konsumenten auch gerechtfertigt, da er für die Reservemaschinen seiner eigenen Kraftanlage ebenfalls entsprechende Unkosten hätte.

9. Aufstellung eines allgemeinen Großabnehmertarifes.

Bei der Aufstellung eines allgemeinen Großabnehmertarifes kann man natürlich die zugrunde zu legenden Zahlen nur nach normalen Verhältnissen berechnen. Da nun z. B. bei Überlandzentralen die örtlichen und sonstigen Verhältnisse oft eine ausschlaggebende Rolle spielen, ist es nicht empfehlenswert, sich auf einen derartigen Großabnehmertarif zu sehr festzulegen. Wichtige und der Überlandzentrale besonders angenehme Großbetriebe werden meist doch nicht auf Grund eines feststehenden Normaltarifschemas gewonnen, sondern setzen in jedem einzelnen Falle schwierige und langwierige Verhandlungen voraus[1]). Da aber andererseits ein vorsichtig berechneter Großabnehmertarif dem Leiter der Überlandzentrale ohne jedesmalige Nachrechnung bereits eine gewisse Direktive anhand gibt, so sei im folgenden ein derartiger Großabnehmertarif für Kraftabgabe, und zwar für die meist vorkommenden Leistungen von 20—100 KW, berechnet.

Für die erwähnten Leistungen dürfte heute meist der Dieselmotor die günstigste Antriebsart sein, und es seien daher die diesbezüglichen Daten zugrunde gelegt[2]).

Die Anschaffungskosten für eine fix und fertig erstellte Dieselmotorenanlage stellen sich je nach der Leistung etwa wie folgt:

KW	20	30	40	50	60
Preis in Mark . .	11 000	14 400	16 700	19 100	21 500
KW	70	80	90	100	
Preis in Mark . .	23 600	25 800	28 200	30 400	

Für den Konsumenten sind nun nicht die direkten Anlagekosten der Dieselmotorenanlage, sondern die Differenz der Anlagekosten zwischen Dieselmotoren und elektrischer Anlage für den reinen Strompreis bestimmend. Die elektrische Anlage erfordert ungefähr folgende Anschaffungskosten:

---

[1]) Thierbach, a. a. O., S. 26.

[2]) Die Daten sind hauptsächlich dem Artikel von Gajczak: Zur Tariffrage für städt. gewerbl. Anlagen (El. u. Ma. 1910, S. 701) entnommen. Doch sind die Daten, da sie für österreichische Verhältnisse angegeben wurden, für deutsche Verhältnisse passend geändert, ferner ist berücksichtigt, daß die jetzigen Marktpreise der Dieselmotoren erheblich zurückgegangen sind.

KW	20	30	40	50	60
Preis in Mark . .	1900	2700	3500	4200	4900
KW	70	80	90	100	
Preis in Mark . .	5600	6300	7000	7700	

Da es sich um verhältnismäßig kleine Anlagen handelt, kann mit einem Zinssatz von 5½ % für das Anlagekapital gerechnet werden. Für die Abschreibung ist maßgebend, daß die Maschine durchschnittlich in 12 Jahren bis auf einen Altwert von ungefähr 20 % abzuschreiben ist. Die Abschreibungsquote beträgt dann 6½ %.

Da die Raumverhältnisse auf dem Lande meist reichlich sind, wird angenommen, daß keine besonderen Maschinengebäude zur Unterbringung der Dieselmotoren notwendig sind.

Die Kosten für Erhaltung und Reparaturen richten sich nach der Zahl der Arbeitsstunden. Bei 10stündiger Schicht an 300 Arbeitstagen kann man je nach der Größe und Art der Anlage etwa 1,5 bis 4 % des Anschaffungswertes hierfür in die Rechnung einsetzen.

Sie betragen demnach für die

Dieselmotorenanlage von 20—100 KW ca. 275—610 Mark
Elektromotorenanlage „ 20—100 „ „ 50—120 „

Der Schmierölverbrauch richtet sich ebenfalls hauptsächlich nach den Arbeitsstunden. Bei einem Preise von 50 Pf. für das kg Zylinderöl und 35 Pf. für das kg Maschinenöl betragen dieselben für die

Dieselmotorenanlage von 20—100 KW ca. 360—840 Mark
Elektromotorenanlage „ 20—100 „ „ 10— 24 „

Die Kosten für Bedienung richten sich nach der Größe der Anlage. Größere Anlagen benötigen eine ständige Bedienung, während bei kleineren Anlagen das Bedienungspersonal zum Teil auch andere Arbeiten mit verrichtet. Sie mögen etwa betragen

bei der Dieselmotorenanlage . . . . . 800—2000 Mark
beim Elektromotor, der nur ganz geringer Wartung bedarf . . . . . 30— 100 „

Der Kühlwasserbedarf ist etwa 28—50 Liter pro KW und Arbeitsstunde. Der Preis für die Beschaffung des Kühlwassers ist im Gebiet der Überlandzentrale äußerst verschieden. Wird

mit einem Durchschnittspreis von etwa 12 Pf. pro cbm gerechnet, so betragen die Kosten 0,335—0,6 Pf. pro KW und Arbeitsstunde.

Der Brennstoffverbrauch beträgt bei Vollast je nach Größe der Anlage 280—300 Gramm pro effektive KW-St. Bei Teilbe-

Tabelle IX.

Jährliche feste Kosten für eine Dieselmotorenanlage.

Leistung	Abschr. u. Zinsen	Erhaltung u. Repar.	Schmiermaterial	Kühlwasser	Bedienung	Gesamtkosten
KW	M.	M.	M.	M.	M.	M.
20	1320	275	360	355	800	3110
30	1730	320	460	490	1000	4000
40	2000	360	535	595	1200	4690
50	2290	400	600	670	1400	5360
60	2580	445	655	745	1600	6025
70	2830	490	705	810	1700	6535
80	3100	530	755	870	1800	7055
90	3380	570	800	935	1900	7585
100	3550	610	840	1000	2000	8000

Tabelle X.

Jährliche feste Kosten für eine Elektromotorenanlage.

Leistung	Abschr. u. Zinsen	Erhaltung u. Reparat.	Schmiermaterial	Bedienung	Gesamtkosten
KW	M.	M.	M.	M.	M.
20	230	50	10	30	320
30	325	55	11	35	426
40	420	60	12	40	532
50	505	70	14	50	639
60	590	80	16	60	746
70	670	90	18	70	848
80	745	100	20	80	945
90	840	110	22	90	1062
100	925	120	24	100	1169

lastung wird der Brennstoffverbrauch entsprechend größer, und zwar beträgt er bei 75 % mittlerer Belastung ca. 300—320 Gramm und für 50 % durchschnittlicher Belastung 340—370 Gramm.

Der Preis des Rohöls wurde mit 10 M. für 100 kg frei Verwendungsstelle angenommen.

In den Tabellen IX und X sind die jährlichen Kosten für die Dieselmotoren- und Elektromotorenanlage zusammengestellt. Da bei der Festsetzung des reinen Strompreises nur die Differenz zwischen den festen Kosten der beiden Anlagen in Frage kommt,

Tabelle XI.

Differenz der jährlichen festen Kosten zwischen der Dieselmotoren- und der Elektromotorenanlage.

Leistung	Jährliche feste Kosten		Differenz für die ganze effekt. Leistung	Differenz pro KW effekt. Leistung	Differenz an verbrauchter elektr. Energie für die ganze Leistung	Differenz an verbrauchter elektr Energie pro KW
	Diesel-motor	Elektro-motor				
KW	M.	M.	M.	M.	M.	M.
20	3110	320	2790	140	2400	120
30	4000	426	3574	119	3100	103
40	4690	532	4158	104	3620	90,5
50	5360	639	4721	94	4120	82
60	6025	746	5279	88	4650	78
70	6535	848	5687	81	5030	72
80	7055	945	6110	76	5430	68
90	7585	1062	6523	72	5830	65
100	8000	1169	6831	68	6150	61,5

Tabelle XII.

Rohölverbrauch pro effektive Kilowattstunde.

Leistung	Belastungsfaktor					
	50 %		75 %		100 %	
KW	Gramm	Pf.	Gramm	Pf.	Gramm	Pf.
20	370	3,70	325	3,25	300	3,00
30	355	3,55	310	3,10	290	2,90
40	355	3,55	310	3,10	290	2,90
50	355	3,55	310	3,10	290	2 90,
60	340	3,40	300	3,00	280	2,80
70	340	3,40	300	3,00	280	2,80
80	340	3 40	300	3,00	280	2,80
90	340	3,40	300	3,00	280	2,80
100	340	3,40	300	3,00	280	2,80

so ist diese in Tabelle XI berechnet. Man wird im allgemeinen nun nicht die effektive Leistung, sondern die zugeführte Leistung messen, und es sind aus diesem Grunde in den beiden letzten Rubriken der Tabelle XI die entsprechenden Differenzwerte

für die Gesamtleistung und pro KW-Leistung angegeben, wobei ein Motorwirkungsgrad von 86—90 % bei einem durchschnittlichen Belastungsfaktor von 60 % angenommen wurde.

Auf der linken Seite der Fig. 35 sind die Differenzwerte der gesamten auf die zugeführte Leistung bezogenen Kosten in Funktion der zugeführten Leistung aufgetragen. Mit großer Annäherung liegen diese Punkte auf dem eingezeichneten ge-

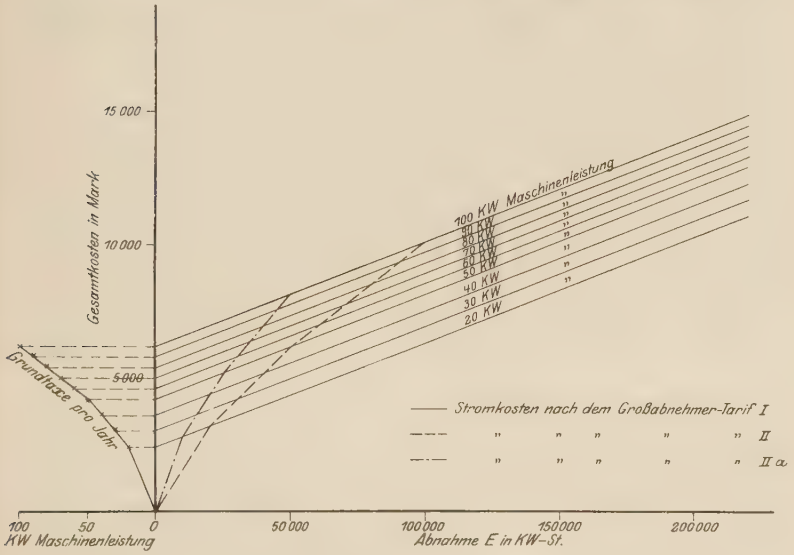

Fig. 35. Großabnehmertarif.

brochenen Linienzug; somit kann dieser als Unterlage für die Bemessung der Grundtaxen des Gebührentarifes genommen werden.

Wie aus der Tabelle XII hervorgeht, betragen die Rohölkosten, je nach der Größe und den Belastungsverhältnissen der Dieselmotorenanlage 2,8—3,7 Pf. pro KW-St.

Die niedrigen Werte, die sich auf Vollast beziehen, werden im allgemeinen nicht erreicht, da der Motor nur in den seltensten Fällen dauernd unter Vollast läuft. Wenn man noch bedenkt, daß in ländlichen Gegenden die Bedienung auch nicht die beste

zu sein pflegt, so kann man wohl darauf rechnen, daß der Konsument einen Preis von 4 Pf. für die KW-St. zugesteht.

Der Gebührentarif entsprechend der Form des Tarifes VII a (S. 127) wird daher zweckmäßig lauten.

Großabnehmertarif I.

Es wird eine Grundtaxe pro Jahr erhoben, die sich nach der Höhe der angeforderten Leistung richtet, und zwar sind an Grundtaxe zu entrichten 120 M. für jedes KW bis zu 20 KW, ferner 60 M. für jedes weitere KW bis zu 50 KW, ferner 40 M. für jedes weitere KW.

Außer dieser Grundtaxe ist noch für jede verbrauchte KW-St. ein Einheitspreis von 4 Pf. zu entrichten.

Wenn dem Konsumenten ein Gebührentarif nicht sympathisch ist, kann auch ein Staffeltarif mit Benutzungsdauerrabatt entsprechend Tarif V (S. 115) eingeräumt werden. Wie früher erwähnt, fällt dieser Tarif mit dem Gebührentarif zusammen, sobald die Grenz-Benutzungsziffer, nach welcher der billige Kilowattstunden-Preis eintritt, überschritten wird. Die Staffelsätze richten sich natürlich nach der Höhe dieser Grenz-Benutzungsziffer. Die Verbindungslinie der der Benutzungsziffer 1000 entsprechenden Punkte der Kurven des Großabnehmer-Tarifes I in Fig. 35 gibt die Staffelpreise an, wenn der billige Kilowattstundenpreis von 4 Pf. nach der Grenz-Benutzungsziffer 1000 eintreten soll.

Großabnehmertarif II.

Es treten für den Elektrizitätsverbrauch bei einer Benutzungsziffer bis zu 1000 für die Kilowattstunde verschiedene Einheitspreise ein, die aber nur für den jeweiligen Staffelbereich Geltung haben. Sie betragen für die jährliche Abnahme:

von	0—20 000 KW-St.	16 Pf.	für jede in dieser Staffel abgenommene KW.-St.
über 20 000—50 000	„	10 „	
„ 50 000	„	8 „	

Für den über die Benutzungsziffer 1000 hinaus entnommenen Verbrauch ermäßigt sich der Kilowattstunden-Preis auf 4 Pf.

Die Benutzungsziffer wird ermittelt durch Division der jährlichen Abnahme in KW-St. durch die angeforderte Leistung in KW.

Soll der 4-Pfennig-Preis für die Kilowattstunde bereits nach der Benutzungsziffer 500 eintreten, so ändert sich der Tarif wie folgt:

Großabnehmertarif IIa.

Es treten für den Elektrizitätsverbrauch bei einer Benutzungsziffer bis zu 500 für die Kilowattstunde verschiedene Einheitspreise ein, die aber nur für den jeweiligen Staffelbereich Geltung haben. Sie betragen für die jährliche Abnahme:

von	0—10 000 KW-St.	..... 28 Pf.	für jede in dieser Staffel abgenommene KW.-St.
über	10 000—25 000	,, ... 16 ,,	
,,	25 000	,, ... 12 ,,	

Für den über die Benutzungsziffer 500 hinaus entnommenen Verbrauch ermäßigt sich der Kilowattstundenpreis auf 4 Pf.

Die Benutzungsziffer wird ermittelt durch Division der jährlichen Abnahme in KW-St. durch die angeforderte Leistung in KW.

Der Tarif ist den Betriebsverhältnissen des Konsumenten entsprechend immer so zu wählen, daß die Grenz-Benutzungsziffer mindestens erreicht wird.

Für die Überlandzentrale ist es nun äußerst wichtig zu wissen, ob die Stromlieferung zu obigem Tarif ohne Überschreitung ihrer Selbstkosten überhaupt bzw. unter welchen Verhältnissen möglich ist. Zu diesem Zwecke ist eine Selbstkostenberechnung für die verschiedenen Belastungsverhältnisse entsprechend dem Schema S. 85 erforderlich.

Es möge sich hier z. B. um eine Drehstrom-Überlandzentrale handeln mit einer Fernleitungsspannung von 15 000 Volt. Die äußerste Leitungslänge betrage ca. 60 km. Für die Erzeugung der Elektrizität möge entsprechend den früheren Beispielen die Kostenformel $K = 38\,000 + 21 \cdot H + 0{,}03 \cdot E$ maßgebend sein. Die durchschnittliche mittlere Belastung der Fernleitung werde zu $b = 0{,}5$ Ampere pro km angenommen.

Da die Belastungsverhältnisse bei den Konsumenten sehr verschieden sind, werde in der allgemeinen Berechnung mit einem ziemlich reichlich angenommenen Belastungsfaktor $\beta = 75\,\%$ gerechnet. Die Phasenverschiebung werde im Mittel zu $\cos \varphi = 0{,}8$ angenommen.

Zur Berechnung der anteiligen Kosten an der Fernleitung infolge der mit der Zeit nötig werdenden Kupferverstärkung nehmen wir den ungünstigsten Fall an, daß die Belastung am Ende der ganzen Leitung auftritt. Da meistens bei Großabnehmern ein besonderer Transformator zur Aufstellung gelangt, sind die Daten über Wirkungsgrad, Kupfer- und Eisenverluste von Transformatoren der entsprechenden Größe zugrunde zu legen. Gemäß dem Schema auf S. 85 berechnen sich dann die entsprechenden Daten des Wirkungsgrades der Leitung, des zur Verstärkung erforderlichen Kupferquantums sowie die Kosten für Anteil an Maschinen und Leitungen für Transformatoren-Leerlauf usw.

Als Kupferpreis wurde bei der Berechnung der Kosten für die Leitungsverstärkung 1,60 M. und für die Montage-Mehr-

Tabelle XIII.

Jährliche feste Selbstkosten der Überlandzentrale bei Großabnehmeranschlüssen.

Leistung KW	Transformator			Ltgs: Wirk.-grad	Höchstleistg. im Kraftw. KW	Strom	Verstärkung der Leitung		Maschin. Kost.	Transform.-Leerlauf	Verwalt.	Gesamtkosten
	Eisenverlust	Kupf.-verlust	Wirk.-grad									
	v_e	v_K	η_T	η_L		J	kg	M.	M.	M.	M.	M.
20	300	550	95,6	96,4	16,3	0,78	3 750	670	342	82	20	1114
30	390	760	96,4	96,3	24,2	1,17	5 600	1000	508	107	20	1635
40	480	980	96,5	96,3	32,3	1,57	7 350	1315	677	131	20	2143
50	550	1180	96,6	96,3	40,3	1,94	9 100	1630	845	150	20	2645
60	635	1410	96,7	96,2	48,4	2,33	10 700	1915	1015	174	20	3124
70	710	1640	96,8	96,2	56,3	2,71	12 300	2200	1180	194	20	3594
80	770	1790	96,9	96,2	64,3	3,10	13 900	2490	1350	211	20	4071
90	830	1950	97,0	96,2	72,3	3,48	15 500	2780	1520	227	20	4547
100	930	2170	97,0	96,2	80,4	3,87	17 100	3060	1690	254	20	5024

kosten 0,25 M. für 100 kg angenommen. Für Verzinsung wurden 5 %, für Reparaturen und Instandhaltung 1 %, für Abschreibung beim Kupfer 2 % und bei den Montagekosten 8 % eingesetzt.

An besonderen Verwaltungsunkosten verursacht der Konsument nur geringe Mehrarbeit, da hierfür eigentlich nur das Ablesen der Zähler und das Ausstellen der Rechnung eintritt, man wird daher mit dem verhältnismäßig niedrigen Satz von 20 M. auskommen können.

In Tabelle XIII sind die entsprechenden Daten und die berechneten Werte der festen Kosten zusammengestellt. Interessant

ist der große Einfluß der Leitungsverstärkungskosten auf das Gesamtresultat; allerdings ist hier auch mit dem ungünstigsten Falle der Belastung am Ende der Leitung gerechnet worden.

Der Leitungswirkungrgrad beträgt, wie aus der Tabelle hervorgeht, ca. 96 % und die Kupferverluste der Transformatoren ca. 2,5 %. Die beweglichen Kosten berechnen sich dann entsprechend Formel 12) (S. 35) im Mittel zu 3,2 Pf. für die Kilowattstunde.

Bei der Berechnung der Selbstkosten wurden die Ausgaben für den Anschluß des Konsumenten nicht berücksichtigt, da es infolge der Verschiedenartigkeit des Anschlusses nicht möglich

Tabelle XIV.

Maximal zulässige jährliche Anschlußkosten für Großabnehmer bei einer Benutzungsziffer von 1000.

Leistung KW	Differenz der		Maximal zulässige jährl. Anschlußkosten
	festen Kosten	bewegl. Kosten	
20	1286	160	1446
30	1365	240	1605
40	1457	320	1777
50	1555	400	1955
60	1476	480	1956
70	1406	560	1966
80	1319	640	1969
90	1253	720	1973
100	1176	800	1976

ist, hierfür einen Durchschnittspreis zu nehmen. Diese Anschlußkosten sind für die Überlandzentrale aber meist sehr bedeutend, da vielfach eine längere Strecke Hochspannungsleitung eventuell mit Bahn- und Postkreuzungen und ferner eine besondere Transformatorenstation von der Überlandzentrale zu erstellen ist. Die der Überlandzentrale durch den Anschluß entstehenden jährlichen Kosten müssen aber selbstverständlich auch durch die Einnahmen gedeckt werden. Die Differenz der festen Einnahmen entsprechend dem Großabnehmertarif I (S. 134) und der festen Selbstkosten aus Tabelle XIII (S. 136) zuzüglich der Differenzwerte der beweglichen Kosten gibt dem Leiter der Überlandzentrale nun einen Maßstab, bis wie weit maximal in den Anschlußkosten gegangen werden kann, wenn der Konsument der Überlandzentrale noch

Gewinn bringen soll. In Tabelle XIV sind die Differenzwerte für die festen und für die beweglichen Kosten bei der Benutzungsziffer 1000 zusammengestellt.

Bei der Berechnung der allgemeinen Selbstkosten wurden verhältnismäßig ungünstige Werte angenommen. Übersteigen die tatsächlichen Anschlußkosten die in der Tabelle XIV angegebenen Werte, bzw. erscheint der Verdienst zu gering, so ist es erforderlich, daß für den besonderen Fall noch eine genaue Nachrechnung vorgenommen wird. Dasselbe ist natürlich auch der Fall, wenn eine Überschreitung der angenommenen Werte, z. B. für den Belastungsfaktor, aus der Betriebsart des Konsumenten zu erwarten ist.

Vierter Teil.

Leitungsüberlandzentralen mit Strombezug nach verschiedenen Tarifen.

Während es früher fast als selbstverständlich erschien, daß jede Überlandzentrale, wenn sie auch noch so klein war, eine eigene Stromerzeugungsanlage hatte, geht man heute in immer weiterem Maße dazu über, daß die Überlandzentralen ihren Strom von außerhalb beziehen und lediglich die Fortleitung und Verteilung der Elektrizität übernehmen. Wir haben es dann mit einer sogenannten Leitungs-Überlandzentrale zu tun. Da die Zentrale selbst fehlt, stimmt die Bezeichnung Überlandzentrale eigentlich nicht mehr, aber in Anlehnung an die Überlandzentralen mit der eigenen Stromerzeugungszentrale, welch letztere bei weit ausgedehnten Überlandzentralen auch nicht mehr der Hauptteil des Unternehmens war, ist die Bezeichnung Leitungs-Überlandzentrale gebräuchlich geworden.

Der Verzicht auf die eigene Stromerzeugung bietet der Leitungs-Überlandzentrale mancherlei Vorteile. Zunächst werden die Kosten für das Kraftwerk gespart, was bei der Finanzierung einer neu zu gründenden Überlandzentrale oft recht wichtig ist, da sich hierdurch die Gesamtkosten um ca. 25—30 % verringern. Ferner wird die Verwaltung durch Fortfall des Kraftwerks ganz wesentlich vereinfacht. Die Hauptsache aber ist, daß die Leitungs-Überlandzentrale durch den Anschluß an ein industrielles Werk, wie eine Kohlengrube oder eine Hütte, von dieser den Strom meist erheblich billiger beziehen kann, als er ihr bei Selbsterzeugung zu stehen käme. Z. B. ist in der Provinz Sachsen den Leitungsgenossenschaften die Elektrizität in Form von Hochspannung von verschiedenen Werken zum Preise von durchschnittlich

5—6 Pf. für die KW-St. zur Verfügung gestellt worden[1]). Dieses sind Strompreise, die sonst erst bei sehr großen Kraftwerken erreicht werden. Den industriellen Werken ist es möglich, zu so billigen Preisen abzugeben, da sie durch ihren eigenen Betrieb bereits eine gute Ausnutzung der Anlage haben und infolgedessen den Mehrbedarf für die Leitungs-Überlandzentrale mit ganz geringen Mehrkosten erzeugen können, zumal wenn ihnen der Brennstoff sehr billig zur Verfügung steht.

Erzeugt sich die Überlandzentrale den Strom nicht selbst, sondern bezieht sie ihn, so ändert sich damit naturgemäß nichts an den Tarifpreisen, zu welchen sie an ihre Abnehmer abgibt, da die Normierung dieser Preise ja unabhängig von den Selbstkosten sein soll und lediglich auf der Wertschätzung des Konsumenten beruht. Die Berechnung der Selbstkosten ist für die Überlandzentrale lediglich zur Feststellung dessen erforderlich, ob ihr ein Anschluß Verdienst oder Verlust bringen würde, und ob daher der betreffende Anschluß zu bewerkstelligen oder auf ihn zu verzichten ist.

Die Berechnung der Selbstkosten bleibt für die Leitungs-Überlandzentrale im allgemeinen genau dieselbe, nur ist für die Kostenformel des eigenen Stromerzeugungs-Kraftwerks eine entsprechende Kostenformel für den Strombezug einzusetzen.

Bezieht die Leitungs-Überlandzentrale nach einem einfachen Zählertarif, so gestaltet sich die Kostenformel sehr einfach. Sie lautet dann, wenn α der für jede Kilowattstunde zu zahlende Preis in Mark ist:

$$K = \alpha \cdot E \ldots . M./Jahr.$$

Die beiden ersten Glieder der allgemeinen Formel 4) (S. 13) werden also gleich Null, und es bleibt nur das letzte Glied der Kostenformel übrig. Solange die Leitungs-Überlandzentrale nur eine Art von Konsumenten zu befriedigen hat, ist der reine Zählertarif für den Strombezug wohl am Platz. Sobald aber Großabnehmer hinzukommen, die eine höhere Benutzungsziffer haben als der Durchschnitt der Konsumenten, bietet der Tarif erhebliche Nachteile, da offenbar der Vorteil der hohen Benutzungsziffer gar nicht der Leitungs-Überlandzentrale, sondern

[1]) Vietze, Ratgeber für die Gründung elektr. Überlandzentralen S. 10 ff.

nur dem stromliefernden Werke zugute kommt. Der Strompreis α, der natürlich der durchschnittlichen Benutzungsziffer der Leitungs-Überlandzentrale angepaßt ist, wird z. B. für rein landwirtschaftliche Leitungs-Überlandzentralen meist verhältnismäßig hoch sein. Beträgt er z. B. 7 Pf. für die KW-St., wie er für mittlere rein landwirtschaftliche Leitungs-Überlandzentralen noch annehmbar ist, so ist damit der Anschluß wirklicher Großabnehmer zum Nachteil sowohl der Leitungs-Überlandzentrale als auch des stromliefernden Werkes direkt ausgeschlossen, da eine größere Fabrik mit hoher Benutzungsziffer sich die Kraft selbst billiger herstellen kann. Wenn nicht ein ganz billiger Strompreis in Frage kommt, ist also der Leitungs-Überlandzentrale der reine Zählertarif im allgemeinen nicht zu empfehlen, da die spätere Entwicklung besonders bei der jetzt bereits schon teilweise eintretenden Stadtflucht der industriellen Werke nicht zu übersehen ist.

Ähnlich liegen die Verhältnisse bei Zählertarifen mit Umsatzrabatten in der Form des Tarifes III (S. 106). Der Unterschied ist hier lediglich der, daß der Strompreis der betreffenden Staffel einzusetzen ist. Wenn z. B. die allgemeine Abgabe der Leitungs-Überlandzentrale so groß ist, daß die erste Staffel bereits überschritten wird, so wird natürlich für den Mehrkonsum durch den Großkonsumenten bereits der billigere Preis der zweiten Staffel einzusetzen sein, da dieses die Mehrkosten sind, die der Leitungs-Überlandzentrale für das betreffende Stromquantum entstehen. Es ist oft sogar erforderlich, daß der Leiter der Leitungs-Überlandzentrale mit gewissen Sehereigenschaften begabt ist, damit er die während der langjährigen Vertragsdauer des Großkonsumenten wahrscheinliche Entwicklung der Überlandzentrale bereits vorausschätzen und entsprechend beim Strompreis berücksichtigen kann. Etwas Pessimismus ist bei der Schätzung jedoch sehr am Platze.

Hat der Stromlieferungstarif eine andere Form, z. B. die des Tarifes II (S. 102), d. h. gilt der betreffende Strompreis auch rückwärts für die vorhergehenden Staffeln, und erscheint demnach in der graphischen Darstellung die berüchtigte Zackenform, so ist der Tarif nicht ohne weiteres brauchbar, sondern es wird seine Umformung auf die vorher behandelte Staffelform (Tarif III) erforderlich.

Ein derartiger Tarif möge lauten:

Es tritt für den Elektrizitätsverbrauch ein Einheitspreis für die Kilowattstunde ein, der sich nach der Höhe des jährlichen Verbrauches richtet.

Der Einheitspreis beträgt bei einer jährlichen Abnahme

bis 1 000 000 KW-St.	..... 6,5 Pf.	für jede KW.-St. der gesamten Abnahme
über 1 000 000 „	..... 6 „	
„ 1 500 000 „	..... 5,5 „	
„ 2 000 000 „	..... 5 „	

Die Leitungs-Überlandzentrale möge einen bisherigen Konsum von 1 300 000 KW-St. haben und es sei ein Großabnehmer mit 400 000 KW-St. Verbrauch in Aussicht. Bei 1 300 000 KW-St. beträgt der Einheitspreis nach dem Tarife 6 Pf. für die KW-St. Wenn mit diesem Durchschnittspreise gerechnet würde, wären die Stromselbstkosten für den Konsum des Großabnehmer

$$400\,000 \text{ KW-St.} \cdot 6 \text{ Pf.} = 24\,000 \text{ Mark.}$$

Diese Berechnung stimmt aber nicht, da der Leitungs-Überlandzentrale laut Tarif nur folgende Kosten entstehen:

Für 1 700 000 KW-St.	(einschl. Großabnehmer) ...	93 500 Mark
„ 1 300 000 „	(ohne Großabnehmer)	78 000 „
Für 400 000 KW-St.	(Großabnehmer allein)	15 500 Mark

Der Durchschnittspreis für den Strombedarf des Großabnehmers betrüge also nicht 6 Pf., sondern nur 3,9 Pf. für die KW-St. Hätte man den Strompreis der nächsten Staffel des Tarifes, in welche die Leitungs-Überlandzentrale durch den Großabnehmer hineinkommt, genommen, also 5,5 Pf. für die KW-St., so wäre dieses ebenfalls falsch gewesen, wie das Beispiel zeigt. Die verhältnismäßig geringe Gesamtkostenerhöhung der Stromkosten durch den Mehrverbrauch des Großkonsumenten erklärt sich daraus, daß infolge des vergrößerten Konsums der nächste Staffelpreis eintritt und dadurch, wie die Fig. 36 zeigt, der Leitungs-Überlandzentrale gewissermaßen der Strom von 1 500 000 KW-St. bis 1 635 000 KW-St., also 135 000 KW-St. ohne weitere Vergütung vom stromliefernden Werk gegeben werden. Würde durch den Verbrauch des Großabnehmers die nächste Staffel nicht erreicht, so käme tatsächlich noch der Preis von 6 Pf. für die KW-St. in Frage;

aber es wird der Leitungs-Überlandzentrale immerhin die Erreichung der nächsten Staffel und der damit verbundenen Vorteile um den Konsum des Großkonsumenten erleichtert. Es ist daher zweckmäßig, von einer genauen Bestimmung der Mehrkosten, die sich doch von Jahr zu Jahr entsprechend der Grundbelastung der Leitungs-Überlandzentrale ändern würde, abzusehen und dafür

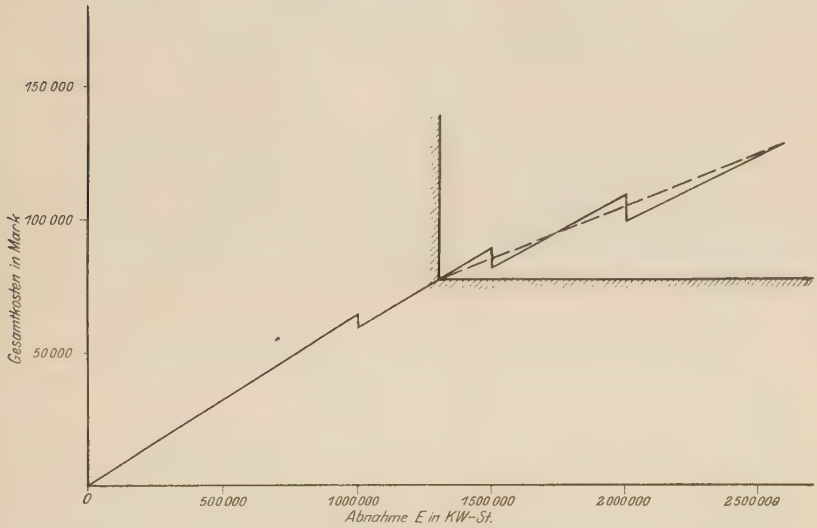

Fig. 36. Stromselbstkosten für den Großabnehmerkonsum bei Strombezug der Leitungs-Überlandzentrale nach einem Zählertarif mit Umsatzrabatt.

mit einem mittleren Durchschnittspreise entsprechend der gestrichelten Linie in Fig. 36, also im vorliegenden Beispiel von 4 Pf. für die KW-St. zu rechnen. Durch dieses Vorgehen ist der Tarif in einen Staffeltarif (Tarif III) umgewandelt.

Beide besprochenen Tarife mit reinem Umsatzrabatt haben den gleichen Nachteil wie die reinen Zählertarife, daß die hohe Benutzungsziffer eines Großkonsumenten der Leitungs-Überlandzentrale keinen Vorteil bringt, sondern nur dem stromliefernden Werk. Es ist daher für eine Leitungs-Überlandzentrale wichtig, wenn der Anschluß von Großkonsumenten in ihrem Gebiet zu erwarten ist, daß im Strombezugstarif die Benutzungsziffer auch eine entsprechende Berücksichtigung erfährt.

Wie bereits früher bei der allgemeinen Besprechung der Tarife erwähnt, ist die Form des Tarifes V (S. 115), bei welchem sowohl der Umsatz als auch die Benutzungsziffer die Stromkosten beeinflussen, recht zweckmäßig.

Lautet der Tarif z. B.:

Es treten für den Elektrizitätsverbrauch bei einer Benutzungsziffer bis zu Z_g für die Kilowattstunde verschiedene Einheitspreise ein, die aber nur für den jeweiligen Staffelbereich Geltung haben. Sie betragen für die jährliche Abnahme

der ersten 0—E_1 KW-St. ..... r M. für die KW.-St.,
„ weiteren über E_1 KW-St. . s „ „ „ „

Für den über die Benutzungsziffer Z_g hinaus entnommenen Verbrauch ermäßigt sich der Kilowattstundenpreis auf α M. Die Benutzungsziffer Z_g wird ermittelt durch Division der jährlichen Abnahme E in KW-St. durch die vermittels eines Höchstleistungsanzeigers ermittelte Höchstleistung H in KW.

Wenn alle Preise des Tarifes zur Geltung kommen sollen, müssen verschiedene Bedingungen erfüllt sein, wie sich aus folgender Aufstellung der Rechnung ergibt.

Für den über die Benutzungsziffer Z_g entnommenen Konsum, also für $[E - (Z_g \cdot H)]$ KW-St., tritt der Einheitspreis α ein. Die Bedingung für das Eintreten des Einheitspreises α ist also, daß E größer als $Z_g \cdot H$, oder daß die tatsächliche Benutzungsziffer Z größer als die Grenz-Benutzungsziffer des Tarifes Z_g ist. $[E - (Z_g \cdot H]$ KW-St. kosten α M. pro KW-St., also insgesamt $\alpha \cdot [E - (Z_g \cdot H)]$ Mark. Der Rest berechnet sich nach den Preisen der beiden ersten Staffeln

$$E_1 \text{ KW.-St. zu r M} = r \cdot E_1 \ldots\ldots\ldots \text{M}$$
$$(Z_g \cdot H - E_1) \quad \text{„} \quad \text{„ s „} = s \cdot (Z_g \cdot H - E_1) \ldots \text{M}$$

Die Bedingung für das Eintreten des Einheitspreises s ist daher, daß $Z_g \cdot H$ größer als E_1 ist.

Die Gesamtkosten betragen also

$$K = \alpha \cdot (E - Z_g \cdot H) + r \cdot E_1 + s \cdot (Z_g \cdot H - E_1) \ldots \text{M/Jahr}$$

oder

$$K = E_1 \cdot (r - s) + Z_g \cdot H\,(s - \alpha) + \alpha \cdot E \ldots\ldots \text{M/Jahr.}$$

Die einzigen Veränderlichen in der Gleichung sind E und H.

Wenn wir die einzelnen Konstanten zusammenfassen

$$E_1 \cdot (r - s) = A$$
$$Z_g \cdot (s - \alpha) = a,$$

so heißt die Kostenformel für den Strombezug

$$K = A + a \cdot H + \alpha \cdot E \ldots\ldots \text{M/Jahr}$$

Wir haben also genau dieselbe Kostenformel 4) (S. 13) wie für das Kraftwerk vor uns.

Die Aufstellung eines entsprechenden Tarifes ist für das stromliefernde Werk dadurch recht einfach. Wenn z. B. folgende Daten zugrunde zu legen sind:

An direkten Betriebskosten für die KW-St. . . α = 0,03 Mark
„ jährlichen Kosten für die Maschinen, pro KW. a = 20 „
„ jährlichen Kosten für Verwaltung, Baulichkeiten- usw. . . . . A = 10 000 „

Wenn ferner die Grenzbenutzungsziffer Z_g = 1000 und die Anfangsstaffel E_1 = 500 000 KW-St. betragen soll, so ergibt sich folgende Rechnung

$$a = Z_g \cdot (s - \alpha) \text{ oder } s = \frac{a}{Z_g} + \alpha = 0{,}05 \text{ Mark}$$

$$A = E_1 \cdot (r - s) \text{ oder } r = \frac{A}{E_1} + s = 0{,}07 \quad \text{„}$$

Der Tarif müßte also dann lauten:

Es treten für den Elektrizitätsverbrauch bei einer Benutzungsziffer bis zu 1000 für die KW-St. verschiedene Einheitspreise ein die aber nur für den jeweiligen Staffelbereich Geltung haben. Sie betragen für die jährliche Abnahme

von 0—500 000 KW-St.	7 Pf.	für jede in dieser Staffel
über 500 000 „	5 „	abgenommene KW-St.

Für den über die Benutzungsziffer 1000 hinaus entnommenen Verbrauch ermäßigt sich der Kilowattstundenpreis auf 3 Pf.

Die Benutzungsziffer wird ermittelt durch Division der jährlichen Abnahme in KW-St. durch die vermittels eines Höchstleistungsanzeigers ermittelte Höchstleistung in KW.

Aus der graphischen Aufzeichnung läßt sich in derselben Weise wie bei der Tarifbestimmung auf S. 135 der Tarif ebenso einfach ableiten.

Bei der Entwicklung der Kostenformel aus dem Tarif waren zwei Einschränkungen gemacht worden. Erstens sollte die Gesamtbenutzungsziffer Z größer als die Grenz-Benutzungsziffer Z_g sein. Bei einem richtig aufgestellten Tarif wird dieses auch immer der Fall sein, da die Wahl von Z_g entsprechend zu erfolgen hat. Tritt durch eine falsche Tarifaufstellung die obige Bedingung jedoch nicht ein, so geht dann der Tarif in den reinen Zählertarif mit Umsatzrabatt über.

Wenn die zweite Bedingung, daß $Z_g \cdot H$ größer als E_1 sein sollte, nicht erfüllt ist, ergibt sich folgende Ableitung der Kostenformel.

Der Einheitspreis α tritt wieder ein für den über die Benutzungsziffer Z_g hinaus entnommener Verbrauch, also für $(E - Z_g \cdot H)$ KW-St. Diese Abnahme kostet somit $\alpha \cdot (E - Z_g \cdot H)$ Mark.

Für den ganzen Rest tritt der Einheitspreis r ein, da dieser Rest $Z_g \cdot H$ ist, welcher nach der Voraussetzung kleiner als E_1 ist. Der Einheitspreis s, der nur für die Abnahme von E_1 bis $Z_g \cdot H$ eintreten soll, kommt also nicht in Wirksamkeit. Der Rest $Z_g \cdot H$ kostet somit $r \cdot Z_g \cdot H$.....M. und die Gesamtkosten sind daher

$$K = \alpha \cdot (E - Z_g \cdot H) + r \cdot Z_g \cdot H.....M/Jahr$$

oder

$$K = Z_g \cdot H\,(r - \alpha) + \alpha \cdot E.....M/Jahr.$$

Das erste Glied der Kostenformel fällt also fort, und der Koeffizient der Höchstleistung wird entsprechend größer

$$a' = Z_g \cdot (r - \alpha).$$

Da der Strombezug nach obigem Tarif dieselbe Art der Kostenformel ergibt wie bei der Stromerzeugung im eigenen Kraftwerk, so hat die weitere Selbstkostenberechnung in genau derselben Weise wie bei dieser zu geschehen und bietet daher keine Schwierigkeiten mehr.

Eine andere Tarifart dagegen bietet viel Schwierigkeiten, nämlich die auf S. 116 erwähnte, bei welcher der Kilowattstunden-Preis je nach der Höhe des Konsums verschieden ist und außerdem je nach der Höhe der Benutzungsziffer ein prozentualer Rabatt auf die ganze Rechnung gewährt wird. Ein solcher Tarif möge z. B. für die Leitungs-Überlandzentrale wie folgt lauten:

Es tritt für den Elektrizitätsverbrauch ein Einheitspreis für die Kilowattstunde ein, der sich nach der Höhe des Verbrauchs richtet. Er beträgt bei einer jährlichen Abnahme

bis	1 000 000 KW-St	6,5 Pf.	für jede KW-St. der gesamten Abnahme.
,,	1 500 000 ,,	5,75 ,,	
,,	2 000 000 ,,	5,25 ,,	
über	2 000 000 ,,	5 ,,	

Auf obige Preise kommen bei regelmäßiger Benutzung folgende Rabatte je nach der Höhe der Benutzungsziffer in Anwendung.

Bei einer Benutzungsziffer von über	500 im Jahr	$2^1/_2$ %
,, ,, ,, ,, ,,	1000 ,, ,,	5 ,,
,, ,, ,, ,, ,,	1500 ,, ,,	7½ ,,
,, ,, ,, ,, ,,	2000 ,, ,,	10 ,,
,, ,, ,, ,, ,,	2500 ,, ,,	12½ ,,
,, ,, ,, ,, ,,	3000 ,, ,,	15 ,,
,, ,, ,, ,, ,,	3500 ,, ,,	17½ ,,
,, ,, ,, ,, ,,	4000 ,, ,,	20 ,,
,, ,, ,, ,, ,,	4500 ,, ,,	22½ ,,
,, ,, ,, ,, ,,	5000 ,, ,,	25 ,,
,, ,, ,, ,, ,,	5500 ,, ,,	27½ ,,
,, ,, ,, ,, ,,	6000 ,, ,,	30 ,,
,, ,, ,, ,, ,,	6500 ,, ,,	32½ ,,
,, ,, ,, ,, ,,	7000 ,, ,,	35 ,,
,, ,, ,, ,, ,,	7500 ,, ,,	37½ ,,
,, ,, ,, ,, ,,	8000 ,, ,,	40 ,,

Die Benutzungsziffer wird ermittelt durch Division der jährlichen Abnahme in KW-St. durch die vermittels eines Höchstleistungsanzeigers ermittelte Höchstleistung in KW.

In Fig. 37 ist der Tarif graphisch dargestellt, und es zeigen sich wieder die verschiedenen vom Nullpunkt ausgehenden Strahlenbündel entsprechend den verschiedenen Staffeln.

Die Kostenlinien für die verschiedenen Belastungen zeigen die charakteristischen Zacken und zwar einmal starke Zacken entsprechend den verschiedenen Staffeln des Tarifes und dann kleinere Zacken entsprechend den Benutzungsziffern. Da man natürlich mit der Zackenlinie direkt für die Selbstkostenbestimmung

des vom Großabnehmer benötigten Stromkonsumes nicht viel anfangen kann, nehmen wir wieder unsere Zuflucht zu den gestrichelt eingezeichneten Mittellinien, und zwar sei angenommen, daß die Grundbelastung der Leitungs-Überlandzentrale bereits 1 000 000 KW-St. betrage. Es zeigt sich nun die sonderbare Eigenschaft der für die vier verschiedenen Belastungen maßgebenden

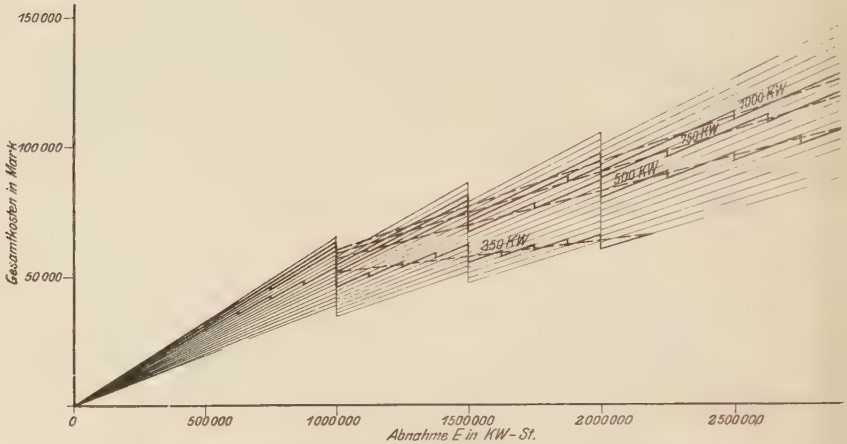

Fig. 37. Stromselbstkosten für den Großabnehmerkonsum bei Strombezug der Leitungs-Überlandzentrale nach einem Zählertarif mit Umsatz- und Benutzungsdauerrabatt.

Mittellinien, daß sie nicht parallel, sondern divergent verlaufen. Diese Tatsache ist sehr unangenehm, denn sie bewirkt, daß man die Stromkosten für den Großabnehmerkonsum nicht generell bestimmen kann, da sie ganz von der betreffenden Grundbelastung der Leitungs-Überlandzentrale abhängen.

Betrug die Grundbelastung dieser z. B. 1 000 000 KW-St. bei 500 KW, und es kommt ein Großabnehmer hierzu mit 500 000 KW-St. bei 250 KW, so stellen sich die Kosten hierfür, wenn die gestrichelten Mittellinien zugrunde gelegt werden, um die unregelmäßigen Schwankungen infolge der Zacken auszuschalten, lt. Fig. 37 auf 17 000 M. oder durchschnittlich 3,4 Pf. für die KW-St. Hatte die Leitungs-Überlandzentrale dagegen eine Grundbelastnug von 1 500 000 KW-St. bei 500 KW, so ergeben sich für denselben Großkonsumenten die Mehrkosten zu 20 500 M. oder 4 Pf. für

die KW-St. Die Kosten sind also auf einmal um 17½ % gestiegen. Ist die Grundbelastung der Leitungs-Überlandzentrale noch größer, so werden entsprechend der Divergenz der gestrichelten Mittellinien die entsprechenden Stromkosten für den Großkonsumenten immer teurer. Durch einen derartigen Tarif wird also die weitere Ausdehnung der Leitungs-Überlandzentrale direkt künstlich beschnitten, zum Nachteil nicht nur der Leitungs-Überlandzentrale, sondern auch des stromliefernden Werkes.

Infolge der je nach der Grundbelastung wechselnden Selbstkosten für den Stromkonsum eines Konsumenten ist der Tari für eine allgemein gültige Rechnung unbrauchbar, und es müssen die Kosten von Fall zu Fall errechnet werden, wobei immer die Entwicklung der Leitungs-Überlandzentrale innerhalb der Vertragsdauer mit dem Großkonsumenten gebührend zu berücksichtigen ist.

Der Tarif, der kaufmännisch, d. h. dem Zahlenaufbau nach ganz zweckmäßig aussieht, erweist sich technisch als recht schlecht, da der Einfluß der Benutzungsziffer in nicht richtiger Weise berücksichtigt ist.

Als weiterer Strombezugstarif könnte für die Leitungs-Überlandzentrale ein Doppeltarif in Betracht kommen, nach welchem sie verschiedene Preise zu zahlen hätte, je nachdem ob sie ihren Konsum in der Sperrzeit oder außerhalb derselben abnimmt. Wenn eine Leitungs-Überlandzentrale einen derartigen Strombezugstarif hat, wird es das Nächstliegende sein, daß sie die ihr vorgeschriebenen Sperrzeiten ihrerseits ihren Abnehmer ebenfalls wieder vorschreibt. Wie wir früher gesehen haben, hat aber die Festsetzung eines Doppeltarifes für die Konsumenten nur dann Zweck, wenn es diesen möglich ist, ihre Stromabnahme nach den Sperrstunden einzurichten. Bei den Großabnehmern wird letzteres zweifellos nicht der Fall sein, auch wahrscheinlich bei dem größten Teil der übrigen Konsumenten nicht. Da die Leitungs-Überlandzentrale also recht wenig Einfluß auf die Zeit der Stromabnahme hat, ist der Doppeltarif als Strombezugstarif für sie im allgemeinen nicht geeignet. Die Berechnung der Strom-Selbstkosten, die ein Großabnehmer verursacht, ist entsprechend den für die Sperrzeiten bzw. den nicht gesperrten Zeiten gültigen Tarifen vorzunehmen. Es muß dann abgeschätzt werden, wieviel Strom der Großkonsument in der Sperrzeit und in der nicht ge-

sperrten Zeit gebraucht. Diese Schätzung kann natürlich nur ungenau sein.

Ein der Leitungs-Überlandzentrale zuweilen willkommener Strombezugstarif kann der Pauschaltarif sein, nämlich dann, wenn die zu zahlende Pauschale niedrig genug ist. Die Selbstkostenformel nimmt beim Pauschaltarif eine sehr einfache Gestalt an, denn wenn z. B. pro Kilowatt-Höchstleistung eine jährliche Pauschale von a Mark zu zahlen ist, so lautet sie

$$K = a \cdot H \quad \ldots\ldots \text{ M./Jahr.}$$

Die Berechnung der Pauschale kann natürlich auch nach einer Staffel geschehen, so daß für die ersten KW von 0—H_1 eine Pauschale a_1 und für die über H_1 hinaus entnommenen Kilowatt eine niedrigere Pauschale a_2 eintritt. Die Gesamtkosten sind dann

$$K = a_1 \cdot H_1 + a_2 \cdot (H - H_1) \quad \ldots\ldots \text{ M./Jahr}$$

oder $$K = (a_1 - a_2) \cdot H_1 + a_2 \cdot H \ldots\ldots \text{ M./Jahr.}$$

Das erste Glied der Formel enthält nur konstante Werte; setzen wir hierfür die Konstante A ein, so lautet unsere Kostenformel

$$K = A + a_2 \cdot H \quad \ldots\ldots \text{ M./Jahr.}$$

Wir haben also die gleiche Formel wie beim Kraftwerk vor uns, nur verschwindet das dritte Glied in der Formel. Maßgebend für die Strom-Selbstkosten, die der Leitungs-Überlandzentrale durch den Großabnehmer entstehen, ist lediglich dessen Höchstleistung. Hat der Betrieb des Großabnehmers nun eine hohe Benutzungsziffer, so kommt jetzt dieser Vorteil im Gegensatz zum reinen Zählertarif, nur der Leitungs-Überlandzentrale zunutze, da diese natürlich dem Großabnehmer nicht ebenfalls einen Pauschaltarif geben wird, sondern einen seinen Selbstkosten bei eigener Kraftanlage angepaßten Tarif, nach welchem sie jede Kilowattstunde bezahlt bekommt. Da aber die Aufstellung des Pauschaltarifes vom stromliefernden Werk infolge der bei Pauschaltarifen üblichen Verschwendung unter Annahme einer reichlichen Benutzungsziffer geschieht, so wird vielfach der Pauschalsatz zu teuer werden, so daß aus diesem Grunde der Pauschaltarif für die Leitungs-Überlandzentrale leicht unannehmbar wird.

Schließlich könnte der Strombezugstarif auch in Form eines Gebührentarifes aufgestellt sein. Wie wiederholt darauf hin-

gewiesen wurde, ist der Gebührentarif mit dem Staffeltarif mit Benutzungsdauer- und Umsatzrabatt für den über der Grenz-Benutzungsziffer liegenden Teil identisch. Ist die Grundtaxe je nach der Höhe der benötigten Leistung gestaffelt, so errechnen sich die Strom-Selbstkosten für diese Grundtaxe genau wie nach dem Pauschaltarif zu

$$K' = A + a \cdot H \ldots\ldots \text{ M./Jahr.}$$

Da außer der Grundtaxe noch eine Konsumtaxe zu zahlen ist, so kommen zu den Kosten noch hinzu

$$K'' = \alpha \cdot E \ldots\ldots \text{ M./Jahr.}$$

Die Gesamtkosten sind daher

$$K = A + a \cdot H + \alpha \cdot E \ldots\ldots \text{ M./Jahr.}$$

Diese Formel ist ganz genau der Kostenformel des Kraftwerks angepaßt. Die Beschränkung, daß sie nur für den Bereich über eine bestimmte Grenz-Benutzungsziffer hinaus gültig ist, wie bei dem Staffeltarif mit Benutzungsdauerrabatt, ist hier nicht vorhanden. Da aber bei richtiger Aufstellung des Tarifes des stromliefernden Werkes die Grenz-Benutzungsziffer immer so genommen wird, daß sie wesentlich überschritten wird, — z. B. ist es bei Leitungs-Überlandzentralen gebräuchlich, die Zahl der Grenz-Benutzungsziffer zwischen 500 und 1000 zu nehmen, während die tatsächlich erreichte meist um 2000 liegt — so spielt dieser scheinbare Vorteil des Gebührentarifes für die Leitungs-Überlandzentrale keine große Rolle.

Die zweckmäßigsten Tarifformen, welche alle wichtigen Forderungen, die der Produzent und der Konsument an einen Tarif stellen müssen, in einfachster und klarster Weise erfüllen, sind somit unzweifelhaft der Staffeltarif mit Benutzungsdauerrabatt (Tarif V, S. 115) und der gleichwertige Gebührentarif (Tarif VIIa, S. 127). Ersterer kann als Stromtarif im ersten Jahre, wo der Konsum noch recht bescheiden ist und daher möglicherweise die GrenzBenutzungsziffer noch nicht erreicht wird, der Leitungs-Überlandzentrale zuweilen eine gewisse Erleichterung bieten.

Zeichenerklärung.

A = Restteil, jährliche feste Kosten im Kraftwerk abzüglich Maschinenkosten (Mark).
B = Jährliche Anschlußkosten für den Neukonsumenten (Mark).
E = Abnahme pro Jahr (Kilowattstunden).
E_e = Jährliche Eisenverluste im Transformator (Kilowattstunden).
E_k = Jährliche Kupferverluste im Transformator (Kilowattstunden).
F = Jährliche feste Kosten im Kraftwerk (Mark).
G = Gewicht der Leitung (Kilogramm).
G_{dr}' = Gewicht der Leitung bei Drehstrom (Kilogramm).
H, H_1 = Höchstleistung (Kilowatt).
I_1, I_2 = Stromstärke in den verschiedenen Leitungsquerschnitten (Ampere).
J = Stromstärke des Großkonsumenten (Ampere).
K, K_1, K_2 = Jährliche Gesamtkosten (Mark).
K', K'' = Teilbeträge der jährlichen Gesamtkosten (Mark).
K_m = Anteilige Maschinenkosten pro Jahr (Mark).
K_e = Kosten durch die Eisenverluste des Transformators (Mark).
K_k = Kosten durch die Kupferverluste des Transformators (Mark).
L = Gesamte Länge eines Leitungsstranges (Kilometer).
V = Maximal-Verlust durch Stromwärme (Kilowatt).
Z = Benutzungsziffer.
Z_H = Benutzungsziffer bezogen auf die Höchstleistung.
Z_g = Grenz-Benutzungsziffer (im Tarif).

a, a', a_1, a_2 = Jährliche Maschinenkosten pro Kilowatt (Mark).
b = Spezifische Strombelastung einer Leitung pro km (Ampere).
c = Konstante.
e = Spannungsabfall (Volt).
e_{dr} = Spannungsabfall bei Drehstrom (Volt).
e_s = Spannungsabfall durch Selbstinduktion (Volt).
e_ω = Spannungsabfall durch Ohmschen Widerstand (Volt).
h = Momentan-Leistung (Kilowatt).
i = Momentan-Stromstärke in der Leitung (Ampere).
i_1, i_2 = Stromstärken der verschiedenen Abnehmer (Ampere).
k = Durchschnittskosten pro Kilowattstunde (Mark).
l = Länge der Leitungsstrecke (Kilometer).
q = Leitungsquerschnitt (Quadratmillimeter).
q_{dr} = Leitungsquerschnitt bei Drehstrom (Quadratmillimeter).

= Tarif-Strompreis (Mark).
= Tarif-Strompreis (Mark).
v, v_I, v_{II}, v_{dr} = Verlust durch Stromwärme (Kilowatt).
v_e = Eisenverlust im Transformator (Kilowatt).
v_k = Kupferverlust im Transformator (Kilowatt).
v_T = Gesamtverlust im Transformator (Kilowatt).
w = Leitungswiderstand (Ohm).
= Variable Leitungsstrecke (Kilometer).
= Benutzungszeit (Stunden).

α = Bewegliche Kosten pro Kilowattstunde (Mark).
β = Belastungsfaktor.
ε_e = Teilbetrag des Eisenverlustes von der Transformatorenleistung.
ε_k = Teilbetrag des Kupferverlustes von der Transformatorenleistung.
η = Leitungswirkungsgrad.
η = Transformatorenwirkungsgrad.
λ = Konstante.
μ = Spezifisches Gewicht.
ρ = Spezifischer Widerstand.
σ = Konstante.
φ = Winkel der Phasenverschiebung.

Literatur-Nachweis.

Dr. Thierbach: Betriebsführung städtischer Werke. Bd. III: Elektrizitätswerke. Leipzig 1911.

Siegel: Die Preisstellung beim Verkauf elektrischer Energie. Berlin 1906.

Schmidt: Stromverteilung, Zählertarife und Zählerkontrolle bei städtischen Elektrizitätswerken und Überlandzentralen. Berlin 1910.

Majerczik: Die Berechnung elektrischer Freileitungen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Berlin 1910.

Vietze: Ratgeber für die Gründung elektrischer Überlandzentralen. Berlin 1911.

Josse: Neuere Kraftanlagen. Eine technische und wirtschaftliche Studie auf Veranlassung der Jagor-Stiftung der Stadt Berlin. München-Berlin 1911.

Hoppe: Wie stellt man Projekte, Kostenanschläge und Betriebskostenberechnungen für elektrische Licht- und Kraftanlagen auf? Leipzig 1910.

Joly: Technisches Auskunftsbuch. Leipzig 1911.

Schiff: Die Wertminderungen an Betriebsanlagen in wirtschaftlicher, rechtlicher und rechnerischer Beziehung (Bewertung, Abschreibung, Tilgung, Heimfallast, Ersatz und Unterhalt). Berlin 1909.

v. Rziha u. Seidener: Starkstromtechnik, Taschenbuch für Elektrotechniker.

Vereinigung der Elektrizitätswerke: Statistik für das Betriebsjahr 1906/07 bzw. 1907. Dortmund 1908.

Mitteilungen der Vereinigung der Elektrizitätswerke: Bericht der Kommission IV (für Tarife). Sonderabdruck. München 1905.

Zeitschriften.

Elektrotechnische Zeitschrift.

Wilkens: Bemessung des Strompreises bei Elektrizitätswerken. 1901, S. 116.

Wrigth: Grundsätze für eine nutzbringende Stromabgabe bei Elektrizitätswerken. 1902, S. 90.

Schwabach: Zur Tariffrage der Elektrizitätswerke. 1903, S. 495.

Schönborn: Beitrag zur Tariffrage für Elektrizitätswerke. 1904, S. 377.

Hoppe: Zur Tariffrage der Elektrizitätswerke. 1904, S. 733.

Norberg-Schulz: Der Belastungsfaktor elektrischer Kraftverteilungs-Anlagen. 1906. S. 849.

Dettmar: Die Erträgnisse von Elektrizitätswerken in größeren Städten und ihre Beeinflussung durch die Stromlieferung für eine Bahn. 1906, S. 1111.
Baumann: Die wirtschaftliche Entwicklung der Elektrizitätswerke. 1907, S. 577.
Thierbach: Die Aufgaben, welche städtischen Elektrizitätswerken durch die Versorgung von Großkonsumenten erwachsen. 1909, S. 91.
Meier: Die Rentabilität von Überlandzentralen. 1910, S. 605.
Wunder: Zur Berechnung der Selbstkosten des elektrischen Stromes. 1910, S. 634.
Wallem: Die Elektrizität in der Landwirtschaft und deren Beziehungen zu Überlandzentralen. 1910, S. 671.
Mohl: Vorschläge für einen neuen Doppeltarif. 1911, S. 30.
— Betriebserfahrungen in Kraftwerken mit Sauggas- und Diesel motoren. 1911, S. 67.
Meyer: Die Bedeutung neuerer wirtschaftlich-technischer Erfahrungen und Erfolge für die Entwicklung elektrischer Energieversorgungsanstalten. 1911, S. 203.
Meyer-Coschütz: Das Vordringen der Elektrizitätsversorgung. 1911, S. 258.
Passavant: Einheitstarif, Benutzungsdauer und Popularisierung der Elektrizität. 1911, S. 457.
Mohl: Beiträge zur Stromtariffrage. 1911, S. 464.
Wikander: Über Tarife für den Verkauf elektrischer Energie. 1911, S. 755, 838.
— Günstige Ergebnisse mit dem Pauschaltarif. 1911, S. 912.
Schmidt: Einige Beiträge zur Frage der Stromverteilung bei städtischen Elektrizitätswerken und Überlandzentralen. 1911, S. 925.
Loewe: Popularisierung der Elektrizität. 1911, S. 997.
Uhl: Der Einheitstarif 1911, S. 1317.
Büggeln: Pauschaltarife für landwirtschaftliche Motoren. 1912, S. 5.
Pietzsch: Betriebsresultate einer landwirtschaftlichen Überlandzentrale. 1912, S. 151.
Klingenberg: Richtlinien für den Bau großer Elektrizitätswerke mit Dampfbetrieb. 1912, S. 731.

Elektrische Kraftbetriebe und Bahnen.

Petri: Wirtschaftliche Bedeutung großer Überlandzentralen für die Entwicklung des Kleinbahnwesens. 1909, S. 285.
Schwarze: Zur Berechnung des Kraftwerkes für eine Eisenbahnhauptwerkstatt: Versuche über Größe und Wechsel des Kraftbedarfes. 1910, S. 653.
Wilkens: Was tut den Überland-Kraftwerken not? 1911, S. 121.

Elektrotechnik und Maschinenbau.

Gajczak: Zur Tariffrage für städtische gewerbliche Anlagen. 1910, S. 701.
— Zur Tariffrage. 1910, S. 1009.

Bercovitz: Neuere Meßgeräte und Kontrolleinrichtungen insbesondere für Pauschalabonnenten. 1911, S. 575.
Kinzbrunner: Neuere Gesichtspunkte in der Bestimmung des Stromtarifes. 1911, S. 129.

Zeitschrift des Vereins deutscher Ingenieure.

Schätzungen für die Lebensdauer der Maschinen, Geräte, Leitungen und sonstigen Bestandteile von Elektrizitätswerken. 1907, S. 1123.
Gisi: Graphisches Verfahren der Betriebskostenberechnung. 1909, S. 1968.
— Lebensdauer der Maschinen und sonstigen Bestandteile von Elektrizitätswerken. 1910, S. 2196.

Journal für Gasbeleuchtung und Wasserversorgung.

Rückel: Über Bestimmung der Selbstkosten für elektrischen Strom bei verschiedener Benutzungsdauer. 1909, S. 808.

Deutsche Töpfer- und Ziegler-Zeitung.

Loewenherz: Die Kosten des elektrischen Betriebes in Ziegeleien. 1910, Nr. 89. Sonderabdruck.

The Electrical World.

The prinziples of modern rate-making for electric light and power. 1907, Bd. 49, S. 1086.
Lloyd. Industrial power business from a central station view point. 1908, Bd. 52, S. 586.
Cravath: Demand and diversity factors and their influence on rates. 1910, Bd. 56, S. 567.

The Electrical Review.

Hanson: Tariffs for electric motives power. Bd. 60, S. 701.

The Electrician.

Wright: Cost of electricity supply. 1896, Bd. 37, S. 538.

Electrical Review and Western Electrician.

Lloyd: Compitation of load factors. 1909, Bd. 55, S. 110.

Anhang I.

Mehrbedarf an Leitungsgewicht G_{dr}' durch einen Großkonsumenten mit der Belastung J Amp. in der Entfernung x vom Kraftwerk, für Drehstrom-Kraftübertragung mit Kupferleitungen bei gleichmäßiger Grundbelastung der Strecke mit b = 1 Amp. pro km und bei einem maximalen Spannungsabfall von e_{dr} = 1000 Volt am Ende der Leitung von L km Länge.

Reduktionsformel für Grundbelastung der Strecke mit b′ Amp. pro km und einem maximalen Spannungsabfall von e_{dr}' Volt am Ende der Leitung

$$G = \frac{b' \cdot 1000}{e_{dr}'} : G_{dr}'$$

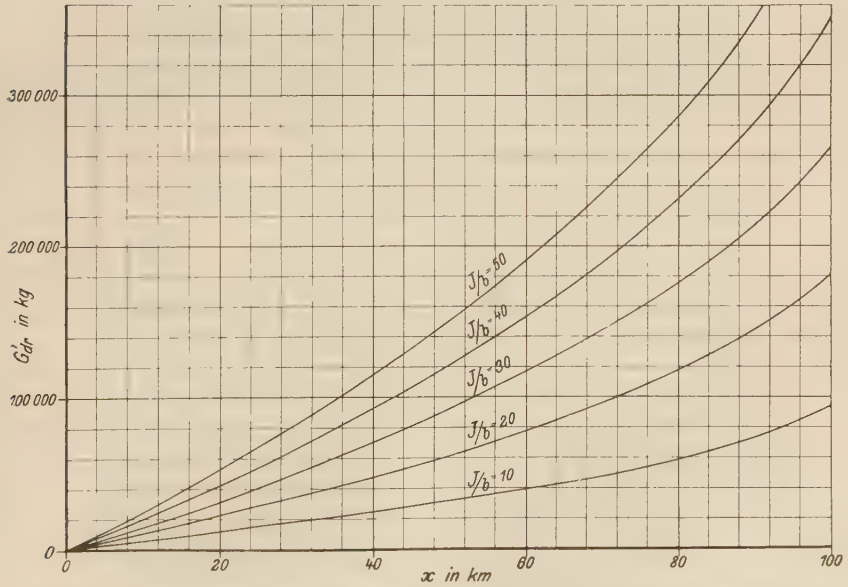

Fig. 38. Mehrbedarf an Leitungsgewicht bei einer Gesamtleitungslänge von L = 100 km.

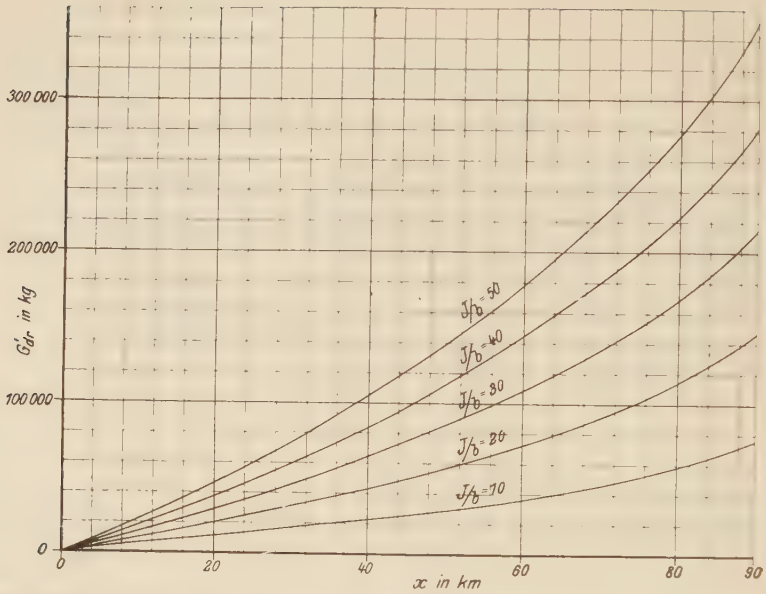

Fig. 39. Mehrbedarf an Leitungsgewicht bei einer Gesamtleitungslänge von L = 90 km.

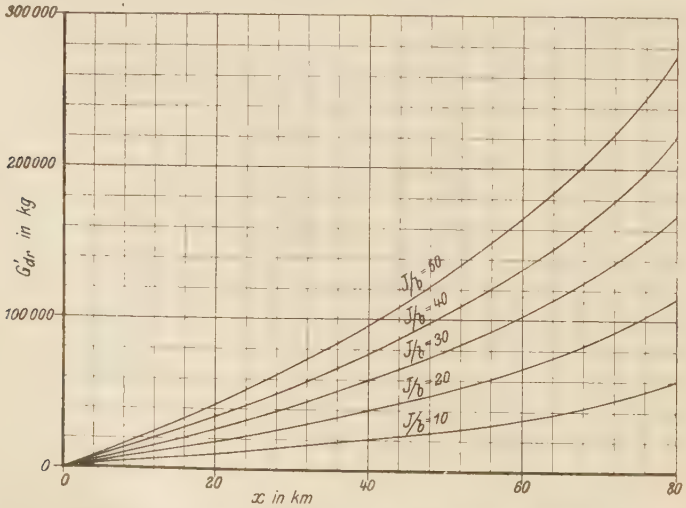

Fig. 40. Mehrbedarf an Leitungsgewicht bei einer Gesamtleitungslänge von L = 80 km.

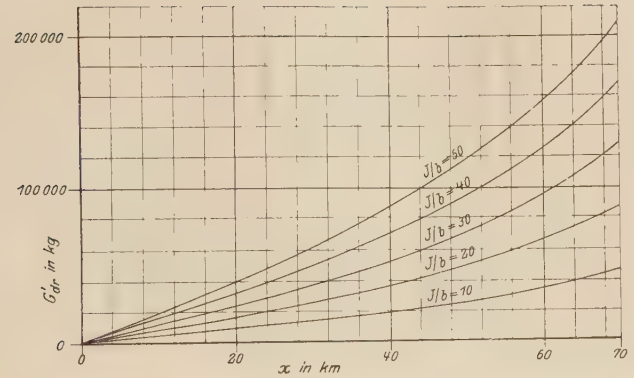

Fig. 41. Mehrbedarf an Leitungsgewicht bei einer Gesamtleitungslänge von L = 70 km.

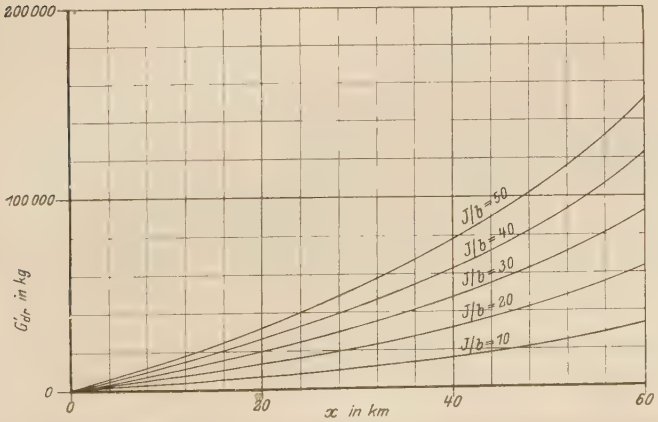

Fig. 42. Mehrbedarf an Leitungsgewicht bei einer Gesamtleitungslänge von L = 60 km.

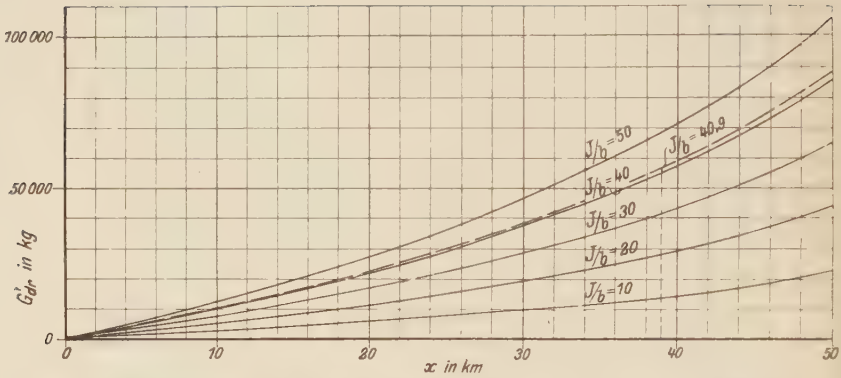

Fig. 43. Mehrbedarf an Leitungsgewicht bei einer Gesamtleitungslänge von L = 50 km.

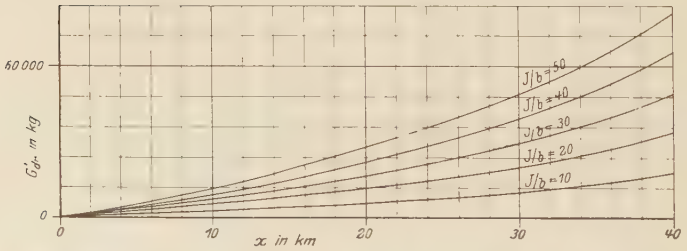

Fig. 44. Mehrbedarf an Leitungsgewicht bei einer Gesamtleitungslänge von L = 40 km.

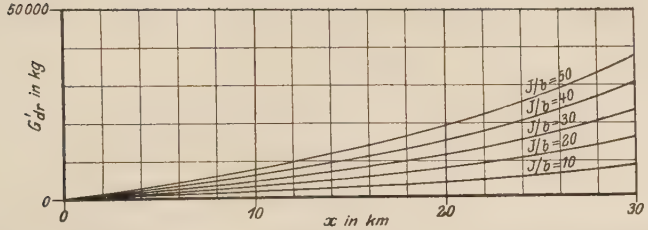

Fig. 45. Mehrbedarf an Leitungsgewicht bei einer Gesamtleitungslänge von L = 30 km.

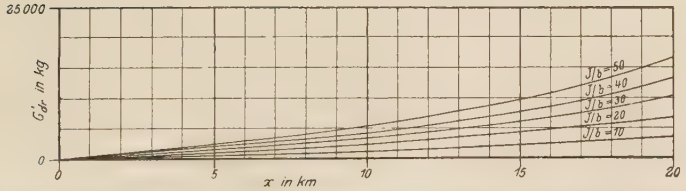

Fig. 46. Mehrbedarf an Leitungsgewicht bei einer Gesamtleitungslänge von L = 20 km.

Anhang II.

Vergrößerung der Leitungsverluste v_{dr}' durch einen Großkonsumenten mit der Belastung J Amp. in der Entfernung x vom Kraftwerk, für Drehstrom-Kraftübertragung mit Kupferleitungen bei gleichmäßiger Grundbelastung der Strecke mit b = 1 Amp. pro km und bei einem maximalen Spannungsabfall von $e_{dr} = 1000$ Volt am Ende der Leitung von L km Länge.

Reduktionsformel für Grundbelastung der Strecke mit b′ Amp. pro km und einem maximalen Spannungsabfall von e_{dr}' Volt am Ende der Leitung.

$$v = \frac{b' \cdot e_{dr}'}{1000} \cdot v_{dr}'$$

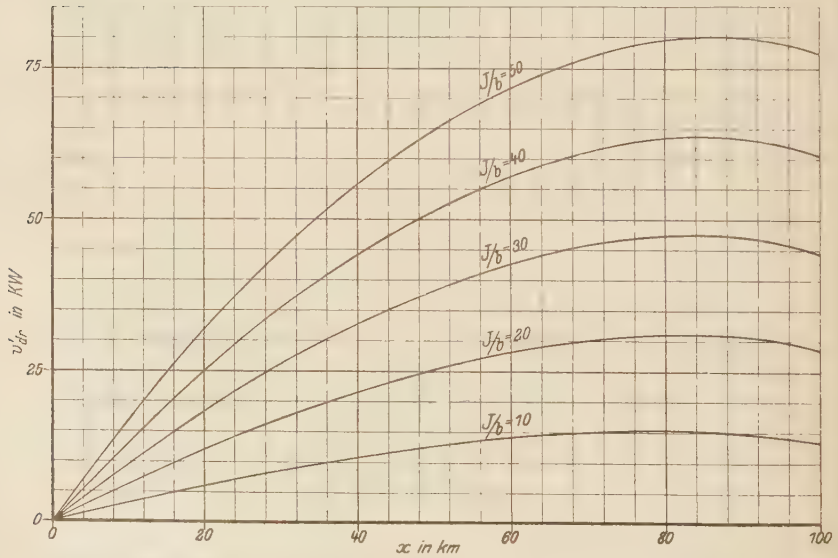

Fig. 47. Vergrößerung der Leitungsverluste bei einer Gesamtleitungslänge von L = 100 km.

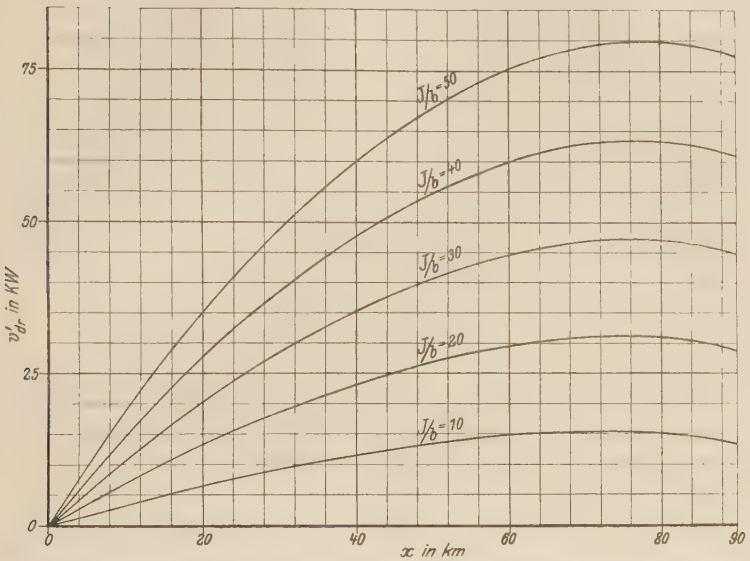

Fig. 48. Vergrößerung der Leitungsverluste bei einer Gesamtleitungslänge von L = 90 km.

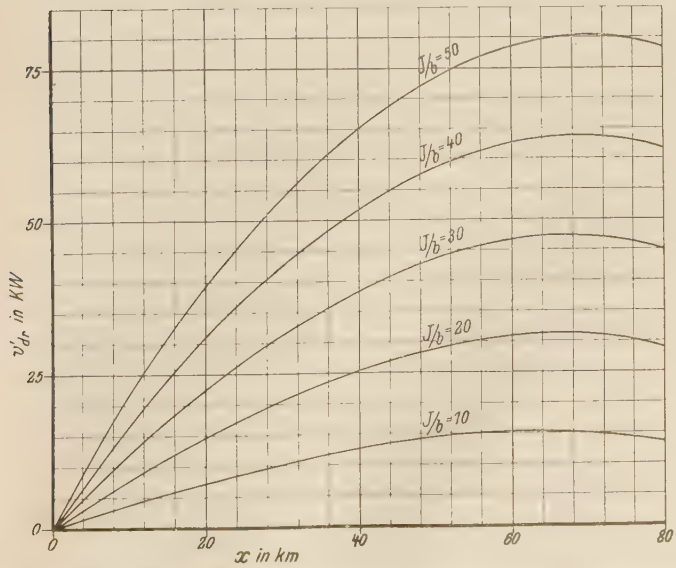

Fig. 49. Vergrößerung der Leitungsverluste bei einer Gesamtleitungslänge von L = 80 km.

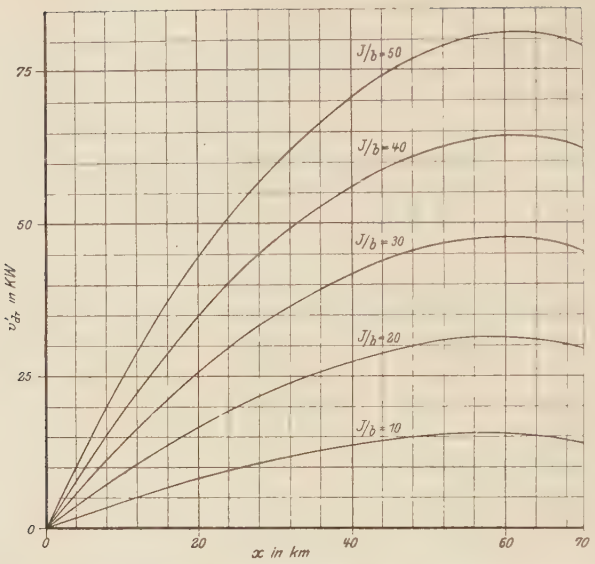

Fig. 50. Vergrößerung der Leitungsverluste bei einer Gesamtleitungslänge von L = 70 km.

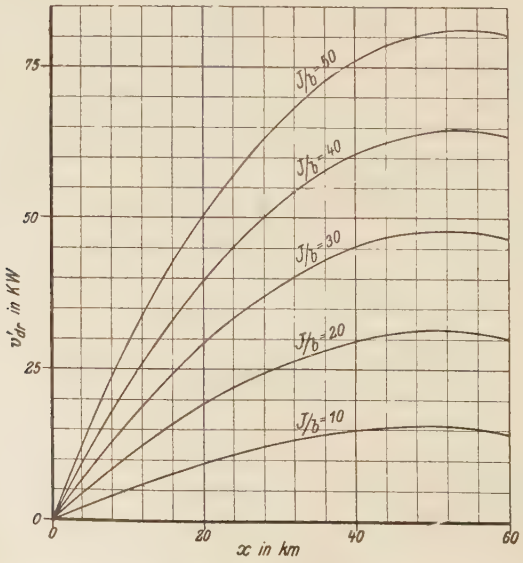

Fig. 51. Vergrößerung der Leitungsverluste bei einer Gesamtleitungslänge von L = 60 km.

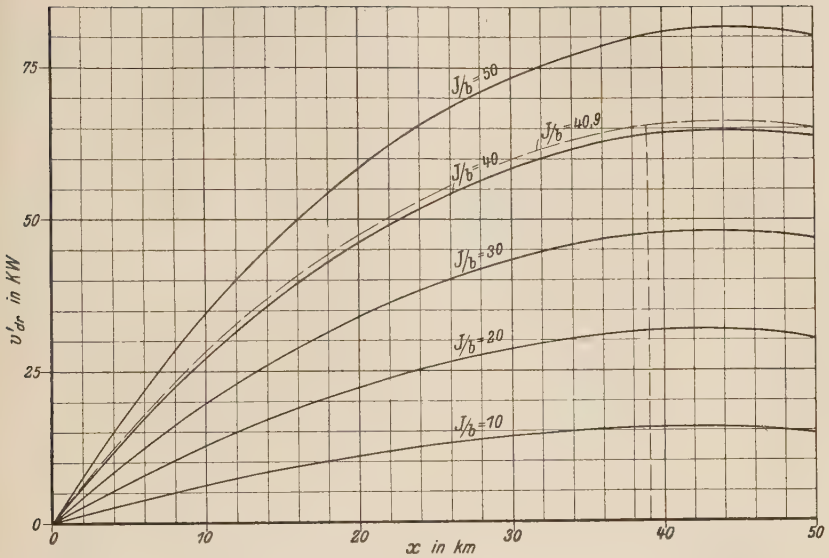

Fig. 52. Vergrößerung der Leitungsverluste bei einer Gesamtleitungslänge von L = 50 km.

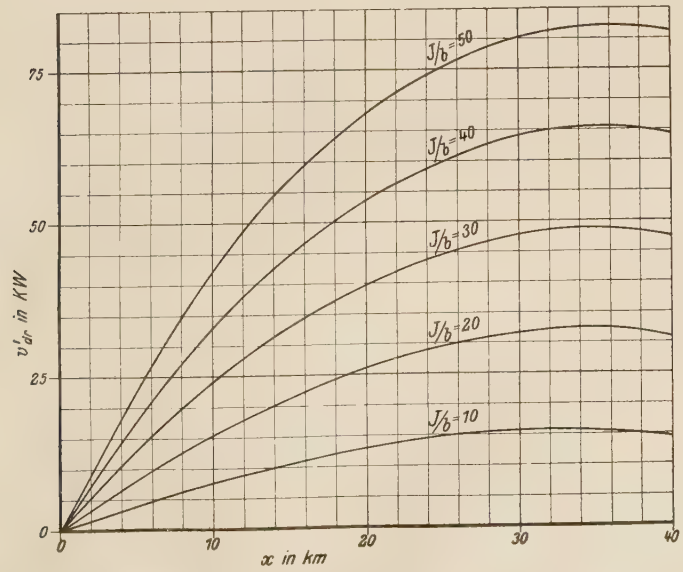

Fig. 53. Vergrößerung der Leitungsverluste bei einer Gesamtleitungslänge von L = 40 km.

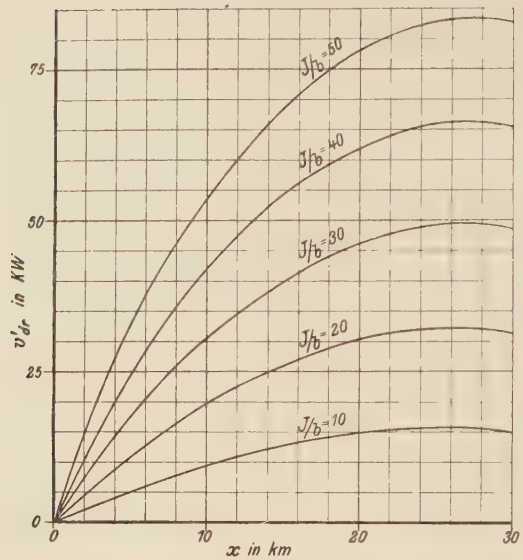

Fig. 54. Vergrößerung der Leitungsverluste bei einer Gesamtleitungslänge von L = 30 km.

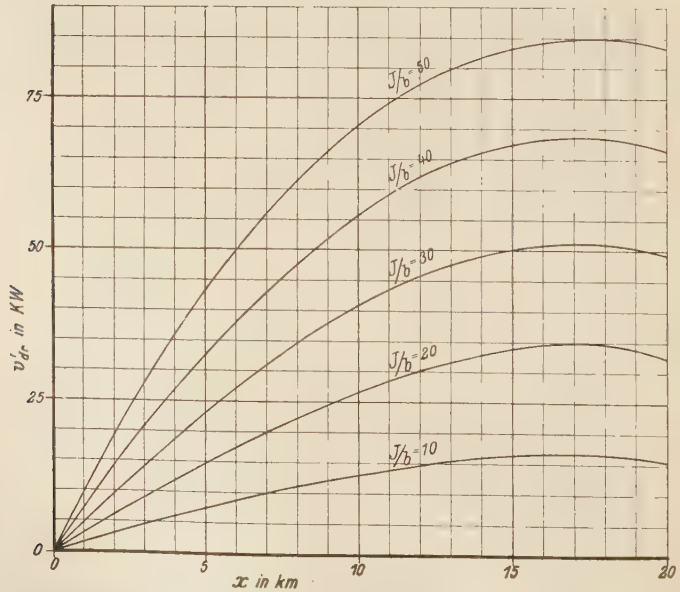

Fig. 55. Vergrößerung der Leitungsverluste bei einer Gesamtleitungslänge von L = 20 km.

Inhaltsverzeichnis.

Seite

I. Bedeutung der Großabnehmer für Elektrizitätswerke und Überlandzentralen 1

II. Berechnung der durch Großabnehmer entstehenden Selbstkosten

1. Erzeugungskosten im Kraftwerk 6
2. Selbstkosten bei direkter Abnahme im Kraftwerk 10
3. Selbstkosten am Ende einer besonderen Zuleitung 26
4. Selbstkosten hinter dem Transformator 33
5. Selbstkosten an einer beliebigen Stelle des allgemeinen Netzes 44
6. Allgemeines Schema zur Selbstkostenberechnung 81

III. Bestimmung des Tarifes

1. Selbstkosten des Abnehmers bei eigener Kraftanlage . . . 89
2. Stromlieferung nach dem reinen Zählertarif 98
3. Stromlieferung nach dem Zählertarif mit Umsatz-Rabatt . 102
4. Stromlieferung nach dem Zählertarif mit Benutzungsdauerrabatt 107
5. Stromlieferung nach dem Zählertarif mit Umsatz- und Benutzungsdauerrabatt 115
6. Stromlieferung nach dem Doppeltarif 121
7. Stromlieferung nach dem Pauschaltarif 123
8. Stromlieferung nach dem Gebührentarif 126
9. Aufstellung eines allgemeinen Großabnehmertarifes 129

IV. Leitungs-Überlandzentralen mit Strombezug nach verschiedenen Tarifen 139

Zeichenerklärung 152

Literatur-Nachweis 154

Anhang I 157

Anhang II 162